



Revista Técnica

Julio 2023

Edición No. 20

ISSUE I

(ISSN 1390-5074)

TÍTULO / AUTOR

ISSUE 1

<i>Estimación del Margen de Estabilidad de Voltaje Utilizando Herramientas de Aprendizaje Automático / Voltage Stability Margin Estimation Using Machine Learning Tools</i>	
Gabriel Guañuna, Nelson Granda, Jaime Cepeda, Walter Vargas, Diego Echeverría, Santiago Chamba	1
<i>Determinación de los Indicadores de Calidad Energética para el Caso de un Usuario Conectado en Media Tensión / Determination of Energy Quality Indicators for the Case of a User Connected in Medium Voltage</i>	
Diego Monga.....	9
<i>Propuesta de una Metodología para la Focalización del Subsidio Eléctrico "Tarifa De La Dignidad" en Usuarios Residenciales de las Empresas Eléctricas del Ecuador / Methodological Proposal for Targeting Electric Subsidy "Tarifa De La Dignidad" in Residential Users of the Electric Companies of Ecuador</i>	
Edison Novoa, Gabriel Salazar, Eliana Buitrón.....	16
<i>Diagnóstico del Estado de Transformadores de Distribución Mediante el Ensayo de Análisis de Respuesta en Frecuencia / Diagnosis of the State of Distribution Transformers Through the Frequency Response Analysis Test</i>	
Selene Peñafiel, Patricia Otero, Fabián Perez.....	26
<i>Estudio de Indicadores de Desempeño Energético (IDEn) de un Hospital Básico en el Ecuador / Study of Energy Performance Indicators (EnPI) of a Basic Hospital in Ecuador</i>	
Fernando Arias, Armando Freire.....	33
<i>Metodología de Diseño de Sistemas Aislados de Energía Solar Fotovoltaica para Áreas Rurales en Ecuador / Design Methodology of Off-Grid PV Solar Powered Systems for Rural Areas in Ecuador</i>	
Alan Cuenca, Cristina Oña, Ismael Suquillo, Henry Miniguano.....	43
<i>Estimación de la Demanda de una Estación de Carga para Vehículos Eléctricos Mediante la Aplicación de Métodos Probabilísticos / Demand Estimation for an Electric Vehicles Charging Station Through the Application of Probabilistic Methods</i>	
Julio Lascano, Roberth Saraguro, Carlos Quinatoa, Jessy Tapia, Luis Chiza.....	52
<i>Ubicación Óptima de Reconectores en Redes de Distribución con Generación Distribuida Utilizando Algoritmos Genéticos e Índices de Calidad de Servicio / Optimal Location of Reclosers in Distribution Networks with Distributed Generation Using Genetic Algorithms and Service Quality Indexes</i>	
Juan Carlos Ríos, Germán Casillas, Carlos Quinatoa.....	65
<i>Partición de una Red Eléctrica de Distribución Aplicando Algoritmos de Agrupamiento K-means y DBSCAN / Partitioning of an Electrical Distribution Systems Using K-Means and DBSCAN Clustering Algorithms</i>	
Paúl Soto, José Castro, Ruth Reategui, Tuesman Castillo.....	73
<i>Diseño y Construcción de un Medidor de Energía Digital Domiciliar / Design and Construction of a Home Digital Energy Meter</i>	
Leonel Latacunga, Ciro Iza, Jhoao Rea, Diego Jiménez.....	82
<i>Predicción de la Dosis Óptima de Policloruro de Aluminio para el Proceso de Coagulación en el Tratamiento de Agua Potable mediante Redes Neuronales Artificiales / Prediction of the Optimal Dosage of Poly Aluminum Chloride for Coagulation in Drinking Water Treatment using Artificial Neural Networks</i>	
Cristopher Izquierdo, Braulio Pezantes, Edy Ayala.....	93
<i>Evaluación de Redes de Tuberías con Configuración Flexible para el Transporte de Hidrocarburo / Evaluation of Flexible Configuration Pipeline Networks for Hydrocarbon Transportation</i>	
Christian Cholca, William Quitiaquez, Erika Piltataxi, Fernando Toapanta.....	100
<i>Evaluación del Comportamiento de Motores a Gasolina Mediante Simulación del Flujo de Aire a Través del Cuerpo de Aceleración / Evaluation of the gasoline engines behavior by the air flow simulation through the throttle body</i>	
Andrés Argüello, William Quitiaquez, Isaac Simbaña, Patricio Quitiaquez.....	109

Voltage Stability Margin Estimation Using Machine Learning Tools

Estimación del Margen de Estabilidad de Voltaje Utilizando Herramientas de Aprendizaje Automático

 G.F. Guañuna¹

 M.S. Chamba³

 N.V. Granda¹

 J.C. Cepeda¹

 D.E. Echeverría²

 W. Vargas¹

¹Escuela Politécnica Nacional, Ecuador

E-mail: gabriel.guanuna@epn.edu.ec; nelson.granda@epn.edu.ec; jaime.cepeda@epn.edu.ec;
walter.vargas@epn.edu.ec

²Operador Nacional de Electricidad, CENACE

E-mail: decheverria@cenace.gob.ec

³CELEC EP Unidad de negocio Coca Codo Sinclair

E-mail: marlon.chamba@celec.gob.ec

Abstract

Real-time voltage stability assessment, via conventional methods, is a difficult task due to the required large volume of information, high execution times and computational cost. Based on this background, this technical work proposes an alternative method for voltage stability margin estimation through the application of artificial intelligence and data mining algorithms. For this purpose, 10 000 operate scenarios were generated through Monte Carlo simulations, considering the load variability and the n-1 security criterion. Afterwards, the voltage stability margin of all scenarios were determined using power-voltage (PV) curves in order to obtain a database. This information allowed structuring a data matrix for training and evaluating an artificial neural network and a support vector machine, capable of predicting the voltage stability margin, even in real time. The performance of the prediction tools was evaluated through the mean square error and the coefficient of determination. The proposed methodology was applied to the IEEE 14 bus test system, showing so promising results for both the neural network and the vector machine, where the coefficients of determination were 0.9153 and 0.8317, respectively.

Index terms— Voltage stability assessment, Monte Carlo method, voltage stability margin estimation, artificial intelligence algorithms.

Resumen

La evaluación de la estabilidad de voltaje en tiempo real, mediante métodos convencionales, resulta en una tarea difícil debido al gran volumen de información, los elevados tiempos de ejecución y el esfuerzo computacional requerido. Con estos antecedentes, el presente trabajo técnico propone un método alternativo que permite la estimación del margen de estabilidad de voltaje a través de la aplicación de algoritmos de inteligencia artificial y minería de datos. Para ello, se generaron 10 000 escenarios operativos mediante simulaciones de Monte Carlo, considerando la variabilidad de la carga y el criterio de seguridad n-1. Posteriormente, se determinaron los márgenes de estabilidad de voltaje de todos los escenarios mediante el uso de las curvas voltaje-potencia (PV, por sus siglas en inglés), con la finalidad de obtener una base de datos. Esta información permitió estructurar una matriz de datos para entrenar y evaluar la red neuronal artificial y la máquina vectorial de soporte, capaz de predecir el margen de estabilidad de voltaje, incluso en tiempo real. El desempeño de las herramientas de predicción se evaluó a través del error cuadrático medio y del coeficiente de determinación. La metodología propuesta se aplicó al sistema de prueba IEEE 14 bus, mostrando resultados prometedores tanto para la red neuronal como para la máquina vectorial, donde los coeficientes de determinación fueron 0.9153 y 0.8317, respectivamente.

Palabras clave— Evaluación de la estabilidad de voltaje, método de Monte Carlo, estimación del margen de estabilidad de voltaje, algoritmos de inteligencia artificial.

Recibido: 27-03-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Guañuna, G.; Chamba, M.; Granda, N.; Cepeda, J.; Echeverría, D.; Vargas, W. (2023). "Voltage Stability Margin Estimation Using Machine Learning Tools". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 1-8

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.570>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCTION

The increase of electricity load as well as the existence of new economic and environmental constraints on generation dispatch and expansion of transmission systems have caused the Electrical Power System (EPS) to operate closer to its operating limits. In these new operating conditions, the static and dynamic security can be affected by voltage stability problems [1]. According to [2], voltage instability causes a progressive and uncontrolled decrease of bus voltages after a disturbance, a sudden increase in electrical load, a change in system operating conditions or a combination of all of them. Cepeda *et al.* established most of these events occur in stressed EPS, where generators fail to maintain normal voltage profiles at the busbars and transmission lines are congested [3].

Currently, in the technical literature, several approaches for voltage stability assessment have been proposed: active power-voltage (PV) and reactive power-voltage (Q-V) curves, modal analysis, sensitivity studies, application of voltage stability indices and continuous power flow (CPF), all of them for static analysis, as shown by Patidar and Sharma [4]. However, from a real-time perspective, such approaches require a large amount of time and computational effort for the execution of these methodologies. On the other hand, artificial intelligence-based algorithms are the most important tools to perform real-time static or dynamic security monitoring and assessment of EPS by predicting voltage, frequency and angle stability margins.

As demonstrated in [5], today, machine learning (ML) based techniques such as artificial neural networks (ANNs), decision trees (DTs), fuzzy logic (FL), adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS) and support vector machines (SVMs) have become attractive tools for solving nonlinear problems with desired speed and accuracy. In particular, deep learning is used in [6], for short-term voltage stability assessment of power systems to learn the dependencies from post-disturbance system dynamic trajectories. In this connection, it is important to highlight that most of the current proposed methodologies, oriented to use artificial intelligence-based algorithms, have been applied to test power systems, but their implementation to actual power systems, together with proper contingencies consideration continues to be scarce.

Based on these facts, this paper presents a novel methodology based on artificial neural networks, specifically multi-layer perceptron (MLP), and support vector regression (SVR), to estimate the voltage stability margin (VSM) using a validated database generated by Monte Carlo simulations. The proposal is applied to the IEEE 14 bus test power system.

The rest of the paper is organized as follows. A theoretical review of voltage stability assessment methodologies is presented in Section 2. Section 3

describes the proposed methodology that considers the database generation, data processing and considerations for machine learning training and testing. Moreover, Section 4 shows the application example and obtained results. Finally, the main conclusions are stated in Section 5.

2. THEORETICAL REVIEW

2.1. Voltage Stability definition

According to IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) / CIGRE (International Council on Large Electric Systems), voltage stability refers to the ability of a power system to maintain steady voltages at all buses in the system after being subject to a disturbance [7]. The phenomenon that occurs when the electric system is unable to meet demand with steady voltages under stress conditions is known as voltage instability. According to [8], the factors contributing to voltage stability are the generators' reactive power limits, outage of any equipment (transmission lines, generators or transformers), load characteristics, characteristics of reactive compensation devices and the action of voltage control devices.

2.2. PV curves

PV curves are essential to analyze the voltage stability of an EPS. They allow finding the critical voltage instability point by increasing the power load until the power flow does not converge (stability limit), as shown by Amroune [9]. As demonstrated in [10], a methodology is proposed to determine the voltage profile power transfer limits of the monitored transmission corridors using the Thevenin Equivalent method and the determination of the PV curve in real-time. This allows voltage stability assessment in real time and constitutes an important basis for early-warning indicators. However, this methodology assumes the availability of phasor measurement units (PMU) at both sending and receiving ends of the transmission corridor, which is not always possible, Reddy *et al.* [11] and Lee and Han [12].

One of the most frequent terms related to voltage instability is the voltage stability margin (VSM), which corresponds to a measure of the distance from the initial operating point to the critical point, as illustrated in Fig.1. In the figure, voltages decay when there is an increase in the transmitted active power. The voltage stability limit is at the critical point (B), while the initial operating point (A) corresponds to a less loaded state. The curve above the critical point is known as the stable part, whereas the rest of the curve is known as the unstable part. In addition, if there is a change in the power factors of the loads, the curves also change because a new operating point of the system appears and thus a new voltage stability limit, as shown by Patiño and Limas [13].

According to Fig. 1, the VSM can be calculated using the initial operating point and critical point as:

Where:

- P_{max} : Final power of the loads in [MW].
- P_0 : Base power of loads in [MW].

$$ME = \frac{P_{max} - P_0}{P_0} \quad (1)$$

Therefore, a high VSM value denotes a more stable EPS, since it can transfer more power until the stability limit is reached. On the other hand, according to [14], a low index value indicates the power transfer is limited because the system is more stressed, and therefore, the system is more prompt to voltage instability. A secure operation region definition, through the application of PV curves, is useful to operators when taking preventive or corrective measures in real time operation. In this sense, this range of limits is subjective because it is related to operating regulations, technical reports, operating experience, among others.

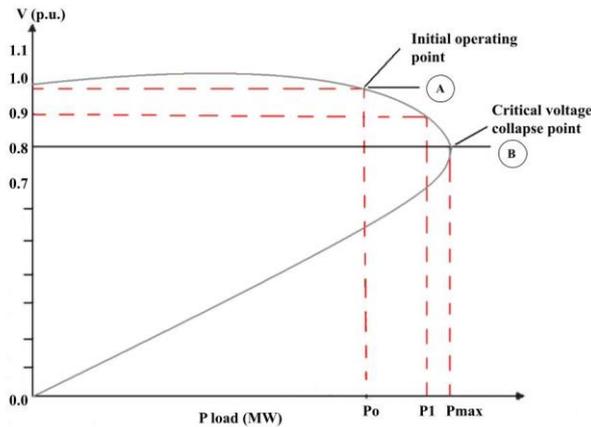


Figure 1: PV curve example [13]

To give an example, the alert and alarm limits associated with voltage stability are determined by the approach adopted in [15], which shows how measurements from distributed PMUs can be combined with relevant transmission lines' parameters, and be handled to detect forthcoming voltage stability problems in power systems at early stage.

In this paper, iterative power flow computations, based on the PowerFactory PV curve analysis module, is performed to create a VSM database [16].

2.3. Monte Carlo method as scenario generation tool

The Monte Carlo method allows, through successive deterministic power flows, to solve probabilistic power flows. The application of the Monte Carlo method for the analysis of probabilistic power flows allows considering the stochasticity of the system behavior with the purpose of performing a study closer to reality, as demonstrated in [17].

In stability studies, the Monte Carlo method has allowed the generation of multiple probable scenarios to determine system security indexes. In [18], a methodology is proposed to assess the load uncertainty impact on the transient stability of EPS based on probabilistic analysis of the Critical Clearing Time. Monte Carlo method has also been used to determine different operating conditions to establish voltage stability indexes of transmission lines.

In this paper, Monte Carlo simulation is applied to perform iterative simulations oriented to determine the VSM of several operating scenarios, including the n-1 security criterion. For this aim, the scripting capability of PowerFactory is used to iteratively control the PV curve analysis tool from Python.

2.4. Voltage stability assessment using machine learning techniques

There are different approaches for voltage stability analysis such as PV and QV curves, modal analysis, voltage stability indices (VSI) and continuation power flows (CPF). However, the application of these tools in real time to large SEPs is inconvenient due to the computational effort required by the high number of iterations related to the methods. That said, alternative approaches related to machine learning models (MLM) need to be explored to overcome this computational problem by interacting with technological tools, high-level programming languages and data mining. The ML includes many techniques such as artificial neural networks (ANNs), decision trees (DTs), fuzzy logic (FL), adaptive neuro-fuzzy inference system (ANFIS), support vector machines (SVMs), among others.

Machine learning is a branch of artificial intelligence that groups a set of methods for the creation of models that learn from data with the purpose of making a prediction or inference, as shown by Flach [19]. In this regard, an approach to estimate the VSM using artificial intelligence tools is presented in [20]. This methodology applies voltage stability indexes (VSI) calculated from synchrophasor measurements.

On the other hand, a new approach to estimate the voltage stability margin through the combination between a kernel extreme learning machine (KELM) and a mean-variance mapping optimization (MVMO) algorithm is presented in [21], where the Monte Carlo method is employed to build the database for model training and validation. A comprehensive review of the application of machine learning tools such as artificial neural networks (ANN), decision tree (DT), support vector machines (SVM), for power system studies, especially in cyber-attack detection, PQ perturbation studies and dynamic security assessment studies is presented in [22].

Machine learning algorithms are mainly split into two groups:

2.4.1 Supervised algorithms

These algorithms use labeled data sets to create a model that, using a vector of input and output features, predicts the label of the feature vector. Regression and classification are the two sub-groups associated with supervised learning. In this regard, artificial neural networks and support vector machines are used in this paper in their regression versions for predicting the VSM of the power system.

2.4.2 Unsupervised algorithms

These algorithms use an unlabeled dataset to find a final structure in the data, using only one set of inputs, as shown Echeverría [23]. The main purposes of these algorithms are the data dimensionality reduction and clustering. In this connection, the principal component analysis (PCA) is used in this paper.

3. METODOLOGY

This technical work estimates the voltage stability margin of an EPS using machine learning tools and a database generated by Monte Carlo simulations. For this purpose, Python programming language and PowerFactory software are used. In the first stage, a validation of PowerFactory PV curves module using Matpower is performed. The stage two consists of database generation, data processing and machine learning algorithms application. Finally, VSM estimation and results analysis are performed in stage three. Fig. 2 schematizes the proposed methodology.

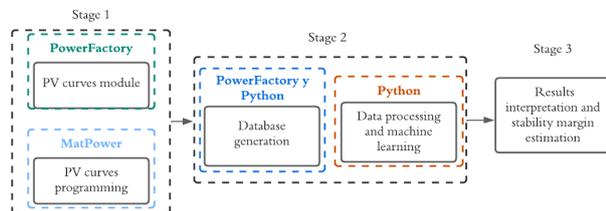


Figure 2: Methodology stages for estimating the voltage stability margin

3.1. Stage 1: Matpower and PowerFactory

The validation of PowerFactory PV curves module using Matpower allows to establish the theoretical-technical support to implement the methodology of this study. This comparison is performed to verify how close to the nose of PV curves can be reached by the algorithm implemented in PowerFactory since it does not exactly accomplish CPF formal theory, whereas Matpower does. The standard IEEE 14 bus test system is used as a case study for this purpose.

3.2. Stage 2: Software development

The technical study aims to estimate the voltage stability margin from a validated database, considering machine learning algorithms. The following sections present the general procedure developed for database

generation, data processing and considerations for the implemented algorithms.

3.2.1 Database generation

During the implementation of the simulation proposal, two processes are taken into account. The first process consists of generating the operational scenarios through communication between Python and PowerFactory. This process uses Monte Carlo method to generate multiple operating scenarios considering the variability of the load. For this purpose, optimal power flows (OPF) are first executed by PYPOWER. According to [24], PYPOWER is a power flow and OPF solver, which is a port of MATPOWER to the Python programming language.

On the one hand, the Monte Carlo method allows considering the uncertainty of the demand, while the optimal power flows are used to obtain a proper dispatch of the generation units. It should be noted that the use of OPF in the face of load variations allows solving the problem associated with congestion of transmission lines near the slack generator when only power flows are used.

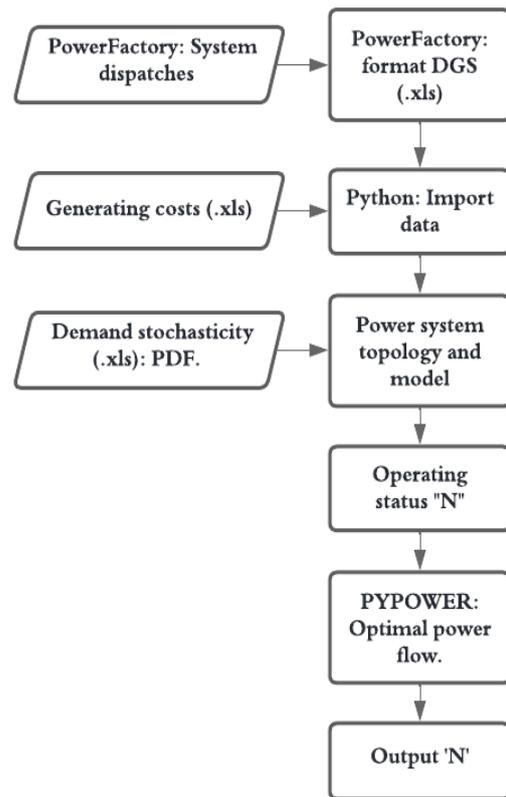


Figure 3: Flowchart for the generation of operational states

Fig. 3 shows the procedure adopted for the generation of operating states, where the input data are: the operating states in DIgSILENT PowerFactory, the generating costs of each unit and the stochasticity of each system load represented by probability density functions (PDF).

On the other hand, the second process allows the calculation of the VSM from the PV curves obtained from each operating scenario, generated by Monte Carlo simulations. These stability margins are arranged in a large matrix relating the main system variables. In addition, a set of transmission lines is chosen for each system under study, and in this way, through programming, the "n-1" criterion is assessed at the time of executing a power flow or the PV curves module. In this connection, all the information, including the stability margin, is stored in pre-contingency and post-contingency data sets. The execution of this procedure developed in Python can be done directly in PowerFactory or through an external connection known as "engine mode", which allows the program to be controlled without the need for it to be open.

3.2.2 Data processing

The data processing is performed in the Python programming environment, due to its versatility when handling variables and the extensive documentation with respect to machine learning and data mining models. In this sense, the whole set of data obtained is structured and debugged to obtain the pre-contingency and post-contingency matrices, considering the individuals or samples by the number of rows, while, the features by the number of columns. The number of rows is set to 10,000 samples and the number of columns depends on the system or region of analysis (the features are the set of electrical variables that reflect the system steady-state of each operating scenario). After this, a reduction of the matrix dimensions is performed by means of PCA, considering that, in order to reduce the number of features.

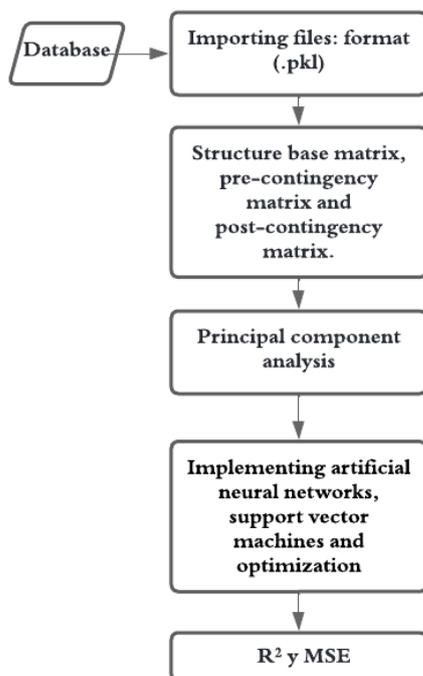


Figure 4: Flow chart for the implementation of the established models

Once the files containing all the information from the base case, pre-contingency case and post-contingency case have been created, the data are processed so that they can be used by the machine learning algorithms and the models performance is evaluated, consequently. Fig. 4 shows the program flow chart for data structuring and processing.

3.2.3 Considerations

Artificial neural networks and support vector machines available in the "Scikit-learn" library (machine learning and data analysis library developed in Python programming language) are trained and implemented. The hyperparameters inside each model can be modified according to the specific documentation. It should be emphasized that, during the modeling of the regressors, the input variables are found in the pre-contingency matrix and the output variables are found in the post-contingency matrices, this approach will allow to properly perform the training and validation of the regressors. In addition, hyperparameters optimization of each model is performed using GridSearchCV, as shown Predregosa *et al.* [25].

3.3. Stage 3: Results

Finally, the obtained results are analyzed by calculating the mean square error (MSE) and the coefficient of determination (R^2) for the purpose of assessing the performance of each regressor. According to [26], MSE shows the average squared difference between the obtained and predicted values. A value close to zero of MSE indicates that the model fits the data set properly. R^2 , on the other hand, quantifies the linear relationship between the obtained value and the predicted value. A value close to "one" indicates that the model presents an appropriate fit. The entire process is performed using cross-validation.

4. RESULTS – APPLICATION TO THE IEEE 14 BUS SYSTEM

The implemented algorithms are assessed through an optimization of the hyperparameters of each model, allowing to verify how well they fit the database. In addition, eight transmission lines are selected based on contingency analysis, to assess the "n-1" criterion. In this case, eight transmission lines were considered to calculate the VSM and to obtain the information of the pre and post-contingency system variables. For this reason, eight regressors were used. However, performance index results are only presented when transmission line "6-13" is out of service.

Fig. 5 shows the reduction of the voltage stability margin of the critical bus of the system, before and after the occurrence of the contingency. This demonstrates the capability of the system to adjust to the active and reactive power requirements.

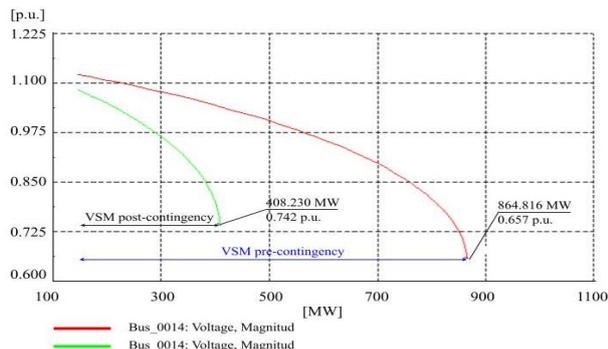


Figure 5: Example of PV curves before and after the L/T 6-13 operation exit

Table 1 shows the results for both the artificial neural network and the support vector machine. In this regard, for SVM, MSE gets worse when the optimization is applied since the error increases, while, R^2 index, also gets worse due to the fact that it moves away from one. For these reasons it can be said that SVM does not correctly fit to the data set. Whereas, for ANN, MSE improves when the optimization is applied since the error is reduced, while, R^2 index, also improves because it is closer to unity. As a conclusion, ANN approach fits better to the data set.

Table 1: Resultados de los índices de rendimiento - L/T 6-13

Models \ Indexes	MSE	R^2
ANN	0.07436	0.89741
SVM	0.07637	0.90199
ANN - GridSearchCV	0.06599	0.91531
SVM - GridSearchCV	0.13115	0.83171

The implemented models are adjusted depending on the established data set, i.e., the results obtained when the SVM is applied to the test system are not so efficient since it worsens the performance indexes. This can be justified by the outliers and the behavior of the system when calculating the stability margin by means of the PV curves. With this in mind, analyzing the case study, it is concluded that the best machine learning algorithm is the artificial neural network, since it presents a better prediction of the stability margin VSM post-contingency VSM pre-contingency before and after the optimizer. In addition, the proposed methodology was applied to the Ecuadorian National Interconnected System, demonstrating the robustness of the application and the improvement of performance indexes.

5. CONCLUSIONS

The machine learning model structuring requires to define the percentage of data to be used for training, validation and testing of the model. For the present case, 80% was for training and 20% for model evaluation. However, the use of validation data set causes a considerable loss of samples which affects machine

learning, in that sense, cross-validation method was implemented to take advantage of the largest amount of data for the final assessment of the model.

The neural network and the support vector machine present adequate performance indexes to the voltage stability margin prediction. In particular, when the optimizer was used, R^2 for ANN was 0.9153, and for SVM was 0.8317. Similar R^2 results were obtained when the optimizer was not applied. However, when the optimizer was used, MSE for ANN was 0.0659, and for SVM was 0.1311. Therefore, the artificial neural network has the best prediction and therefore it is the regressor that best fits the data set of the tackled problem.

The load variability was performed through a percentage change in the loads, however, it is recommended to use daily load curves (industrial, commercial and residential) to know the real load behavior in a 24-hour time interval.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Rueda et al., “Dynamic Vulnerability Assessment and Intelligent Control for Sustainable Power Systems,” Wiley-IEEE Press, 2018.
- [2] C. Andersson, J. E. Solem, and B. Eliasson, “Classification of power system stability using support vector machines,” 2005 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet., vol. 1, no. 2, pp. 650–655, 2005, doi: 10.1109/pes.2005.1489266.
- [3] N. P. Patidar and J. Sharma, “Loadability margin estimation of power system using model trees,” 2006 IEEE Power India Conf., pp. 338–343, 2005, doi: 10.1109/POWERI.2006.1632534.
- [4] M. Bilgen and S. Ozdemir, “Comparison of Real-Time Voltage Stability Assessment Methods,” 13th Int. Conf. Electr. Electron. Eng., pp. 73–77, 2021, doi:10.23919/ELECO5474.2021.967773 4.
- [5] A. Adhikari, S. Naetiladdanon, A. Sagswang, and S. Gurung, “Comparison of voltage stability assessment using different machine learning algorithms,” 2020 IEEE 4th Conf. Energy Internet Energy Syst. Integr. Connect. Grids Towar. a Low-Carbon High-Efficiency Energy Syst. EI2 2020, pp. 2023–2026, 2020, doi: 10.1109/EI250167.2020.9346750.
- [6] M. Zhang, J. Li, Y. Li, and R. Xu, “Deep Learning for Short-Term Voltage Stability Assessment of Power Systems,” IEEE Access, vol. 9, pp. 29711–29718, 2021.
- [7] N. Hatziaegyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.



- [8] M. Amroune, "Machine Learning Techniques Applied to On-Line Voltage Stability Assessment: A Review," *Arch. Comput. Methods Eng.*, vol. 28, no. 2, pp. 273–287, 2021, doi: 10.1007/s11831-019-09368-2.
- [9] P. Kundur, *Power System Stability And Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [10] J. Cepeda, P. Verdugo, and G. Argüello, "Monitoreo de la Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión en Tiempo Real a partir de Mediciones Sincrofasoriales," *Rev. EPN*, vol. 33, no. 3, 2014.
- [11] A. Reddy, K. Ekmen, V. Ajarapu, and U. Vaidya, "PMU based real-time short term voltage stability monitoring - Analysis and implementation on a real-time test bed," *North Am. Power Symp. NAPS*, 2014, doi: 10.1109/NAPS.2014.6965485.
- [12] Y. Lee and S. Han, "Real-time voltage stability assessment method for the Korean power system based on estimation of Thévenin equivalent impedance," *Appl. Sci.*, vol. 9, no. 8, 2019, doi: 10.3390/app9081671.
- [13] G. F. Patiño and G. A. Limas, "Metodologías para el análisis de estabilidad de tensión en estado estacionario," B.S. thesis, Univ. Tecnológica de Pereira, 2008.
- [14] L. Chiza and J. Cepeda, "Predicción del Margen de Estabilidad de Corredores de Transmisión Aplicando Criterios de Minería de datos y Algoritmos de Machine Learning," *Rev. Técnica "energía"*, vol. 18, no. 1, pp. 37–47, 2021, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n1.2021.466.
- [15] Y. Narcisse and N. Tchokonte, "Real time identification and monitoring of the voltage stability margin in electric power transmission systems using synchronized phasor measurements," Ph.D. dissertation, Univ. Kassel, Germany, 2009.
- [16] DigSILENT GmbH. *PowerFactory 2021 - User Manual*. (2021). Accessed: Oct. 16, 2022. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/downloads.html>
- [17] B. Marah and A. O. Ekwue, "Probabilistic load flows," *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, vol. 2015-Novem, no. 1, 2015.
- [18] M. S. Chamba, W. A. Vargas, and J. Cristobal Cepeda, "Stochastic assessment and risk management of transient stability based on powerfactory and python interface," *IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Exhib. - Lat. Am. T D LA*, 2020.
- [19] P. Flach, *Data, Machine Learning: The Art and Science of Algorithms that Make Sense of*. Cambridge University Press, 2012.
- [20] K. D. Dharmapala, A. Rajapakse, K. Narendra, and Y. Zhang, "Machine Learning Based Real-Time Monitoring of Long-Term Voltage Stability Using Voltage Stability Indices," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 222544–222555, 2020.
- [21] W. M. Villa-Acevedo, J. M. López-Lezama, and D. G. Colomé, "Voltage stability margin index estimation using a hybrid kernel extreme learning machine approach," *Energies*, vol. 13, no. 4, 2020, doi: 10.3390/en13040857.
- [22] O. A. Alimi, K. Ouahada, and A. M. Abu-Mahfouz, "A Review of Machine Learning Approaches to Power System Security and Stability," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 113512–113531, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3003568.
- [23] D. E. Echeverría, "Evaluación y mejora de la estabilidad transitoria de sistema eléctricos en tiempo real utilizando PMUs," Ph.D. dissertation, Univ. Nacional de San Juan, 2021.
- [24] R. Lincoln, *PyPower Documentation* (2017). [Online]. Available: <https://rwl.github.io/PYPOWER/PYPOWER.pdf>
- [25] F. Predregosa et al., "Scikit-learn: Machine Learning in Python," *J. Mach. Learn. Res.*, vol. 12, pp. 2825–2830, 2011, [Online]. Available: https://scikit-learn.org/stable/modules/cross_validation.html#cross-validation.
- [26] S. Kokoska and D. Zwillinger, *Standard Probability and Statistics Tables and Formulae*. New York, 2000.



Gabriel F. Guañuna.- Nació en la ciudad de Quito - Ecuador, en 1997. Cursó sus estudios secundarios en Quito, en el Colegio Técnico Salesiano Don Bosco Kennedy, donde obtuvo el título de bachiller técnico en Instalaciones, Equipos y Máquinas Eléctricas. Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en 2022 en la Escuela Politécnica Nacional. Es miembro voluntario en, IEEE Student Branch Escuela Politécnica Nacional en el capítulo Power & Energy Society. Áreas de Interés: Estabilidad de voltaje, redes inteligentes y operación de sistema eléctricos de potencia, machine learning.



Marlon S. Chamba.- Nació en Loja, Ecuador, en 1982. Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en 2007 en la Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador. Realizó su doctorado en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad

Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, favorecido con una beca del Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD). Finalmente obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en 2016. Sus campos de interés especiales comprenden el control y la estabilidad de los sistemas de energía en tiempo real, tecnología de medición sincrofasorial, los sistemas de monitoreo de área amplia, el desarrollo de redes inteligentes, la confiabilidad de los sistemas de energía y el despacho económico de energía.



Nelson V. Granda.- Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2006 y de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (Argentina), en el año 2015. Se ha desempeñado como Ingeniero

Eléctrico en varias instituciones del sector eléctrico y petrolero como son el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), Petroamazonas EP y CELEC-EP TRANSELECTRIC. Actualmente, se desempeña como parte del staff docente del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son análisis y control de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real y aplicaciones de Sistemas de Medición de Área extendida (WAMS) basados en unidades de medición sincrofasorial (PMU).



Jaime C. Cepeda.- Nació en Latacunga, Ecuador en 1981. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional EPN en 2005, y obtuvo su doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San

Juan, San Juan, Argentina. Además, obtuvo el título de Máster en Big Data por la Universidad Europea Miguel de Cervantes, Valladolid, España en 2021. Actualmente se desempeña como profesor universitario a tiempo completo en programas de Maestrías y Doctorado en la EPN. Sus campos de interés especial comprenden el modelado de sistemas de potencia, la evaluación de la seguridad, la tecnología de medición sincrofasorial, el monitoreo de área amplia, los sistemas de protección y control, y la aplicación de técnicas de inteligencia computacional en el análisis de los sistemas de potencia.



Diego E. Echeverría.- Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en 2006 en la Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador. Realizó su doctorado en el Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, favorecido con una beca

del Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD). Obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en diciembre de 2021. Actualmente trabaja en Ecuador en el Operador Nacional de Electricidad CENACE como Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo. Sus campos de interés especiales comprenden el control y la estabilidad de los sistemas de energía en tiempo real, la tecnología de medición sincrofasorial, los sistemas de monitoreo de área amplia y el desarrollo de redes inteligentes.



Walter Vargas.- Nació en Guayaquil, Ecuador en 1984- Recibió sus títulos de Ingeniero en Electricidad, especialización Potencia (2007) en la Escuela Superior Politécnica del Litoral y el de Máster en Sistemas de Energía Eléctrica (2013) en la Universidad

de Sevilla. Entre 2013 y el 2017 trabajó en la sección de Estudios Eléctricos del Departamento de Centro de Operaciones de CELEC EP – Transelectric. Actualmente se desempeña como profesor universitario a tiempo completo en la EPN. Sus áreas de interés incluyen la optimización, confiabilidad, evaluación de vulnerabilidad en tiempo real y el desarrollo de Smart Grids.

Determination of Energy Quality Indicators for the Case of a User Connected in Medium Voltage

Determinación de los Indicadores de Calidad Energética para el Caso de un Usuario Conectado en Media Tensión

 D. P. Monga¹

¹Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Quevedo, Ecuador
dmongas@uteq.edu.ec

Abstract

The purpose of this study was to determine the energy quality parameters in the system of an industrial user connected in medium voltage, which registered penalties from the local distributor for failing to comply with minimum quality parameters. An energy audit was carried out according to regulation No. ARCERNNR 002/20; monitoring the system with a FLUKE network analyzer, showing flickers greater than 1, harmonic distortion of up to 36% and average power factor of 0.84 during 50% of the records obtained. The ETAP software was used to analyze the load flows, registering voltage variations of up to 26%. According to the results obtained, improvements were proposed such as; load redistribution, power factor compensation, harmonics and use of solar energy, actions verified through DIALux and ETAP. With the analysis and proposals raised, it is proposed to substantially improve the energy performance of the user.

Resumen

El propósito del presente estudio fue determinar los parámetros de calidad energética en el sistema de un usuario industrial conectado en media tensión, el cual registraba penalizaciones por parte de la distribuidora local por incumplir con parámetros mínimos de calidad. Se ejecutó una auditoría energética acorde a la regulación Nro. ARCERNNR 002/20; monitoreando el sistema con un analizador de redes FLUKE, evidenciándose flickers superiores a 1, distorsión armónica de hasta el 36% y factor de potencia promedio de 0,84 durante el 50% de los registros obtenidos. Se empleó el software ETAP para analizar los flujos de carga, registrándose variaciones de tensión de hasta el 26%. De acuerdo a los resultados obtenidos, se propuso mejoras como; redistribución de carga, compensación del factor de potencia, armónicos y aprovechamiento de energía solar, acciones comprobadas mediante DIALux y ETAP. Con el análisis y propuestas planteadas, se propone mejorar sustancialmente el desempeño energético del usuario.

Index terms— ARCERNNR 002/20, Energy Audit, ETAP, PowerLog.

Palabras clave— ARCERNNR 002/20, Auditoría Energética, ETAP, PowerLog

Recibido: 23-04-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Monga, D. (2023). "Determinación de los Indicadores de Calidad Energética para el Caso de un Usuario Conectado en Media Tensión". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 9-15

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.578>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

A lo largo del tiempo, se ha ido buscando continuamente priorizar el cuidado medioambiental durante la ejecución de actividades industriales alrededor del mundo, actividades que están estrechamente relacionadas con el uso de energías, por ello se han establecido y acordado protocolos y tratados que tienen como propósito fundamental el precautelar el recurso ambiental mediante la reducción de la emisión de gases efecto invernadero, con acciones afirmativas como la implementación de energías renovables, el uso de equipos eficientes, educación energética, optimización de los tiempos operacionales, entre otros [1].

A la par, se han ido desarrollando y estableciendo estrategias orientadas a mejorar el desempeño energético de las industrias durante la ejecución de dichas actividades, esto mediante la implementación de normativas y procedimientos técnicos a los que toda entidad debe regirse para su calificación periódica, en el ámbito energético resulta muy eficiente la norma ISO 50001 [2].

De acuerdo a la regulación No. ARCERNNR 002/20, todo consumidor de la categoría general conectado en media tensión; deberá cumplir con los parámetros mínimos establecidos en cuanto a: niveles de tensión, distorsión armónica total de voltaje y corriente, factor de potencia, flickers y frecuencia. Pudiendo la empresa distribuidora multar e incluso suspender temporalmente la provisión de servicio eléctrico al usuario mientras este compense los desequilibrios existentes en las magnitudes energéticas de su sistema con respecto al rango de valores permitidos [3].

En cuanto a los niveles de iluminación, la normativa de seguridad ocupacional [4], establece los niveles mínimos que deberán cumplirse para las diferentes actividades con el fin de garantizar el confort y la integridad de los usuarios en cada entorno.

Durante la ejecución del diagnóstico energético en una entidad, se deberá considerar la antigüedad, procedencia, frecuencia de mantenimiento y características de los insumos existentes [5].

Debido a ello el propósito principal de la presente investigación fue evaluar la situación del sistema energético de un usuario conectado en media tensión, mediante el levantamiento de información y el monitoreo de variables eléctricas, para posteriormente comparar los datos obtenidos con respecto a lo estipulado en la regulación antes mencionada. Consecuentemente se buscó plantear soluciones de mejora a dichos problemas y establecer estrategias orientadas a la mejora del desempeño energético de la industria, adicionalmente dichas mejoras fueron puestas a prueba con el objetivo de comprobar la teoría y garantizar la eficiencia de las mismas mediante el uso de softwares [6], [7].

2. DESARROLLO

La presente investigación se ejecutó mediante una auditoría energética y consta de 4 etapas consecutivas como se muestra en el flujograma de la Fig. 1.

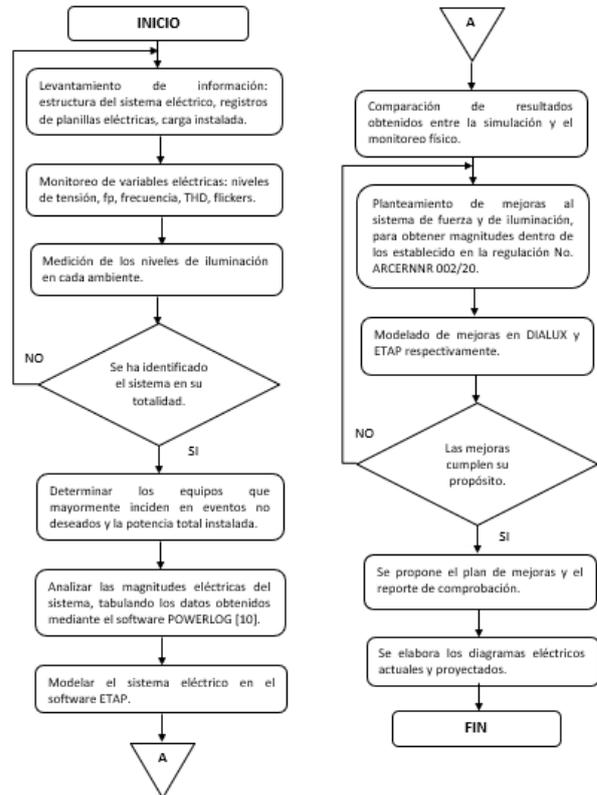


Figura 1: Flujograma de la Investigación

2.1. Información de Campo

Se determinó que la potencia instalada por el usuario es de 114600 W, además ese empleó un diagrama de Pareto para la identificación de los usuarios significativos en el sistema (USEn), en donde se observa que los 6 primeros activos inciden en los aumentos de consumo energético como se muestra en la Fig. 2.

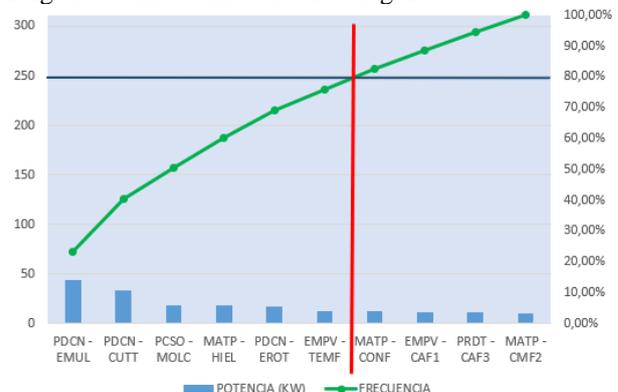


Figura 2: Usuarios Significativos Energéticos



2.2. Análisis de Carga

Se procedió a monitorear el sistema en las barras principales de los transformadores de distribución con los que cuenta el usuario, acorde a lo estipulado en la regulación No. ARCERNR 002/20, empleándose un analizador de redes FLUKE 435 [8], durante 7 días con mediciones en intervalos de 10 minutos [3]. Los resultados se analizarán en el software PowerLog [8].

A. Equipo de transformación I (T-I)

Transformador trifásico de 125 kVA, conectado en media tensión a la red de distribución, relación de transformación 13,8/0,22 kV y conexión Delta – Yn, en la Fig. 3 se observa el consumo energético característico en el trafo durante una semana de trabajo.

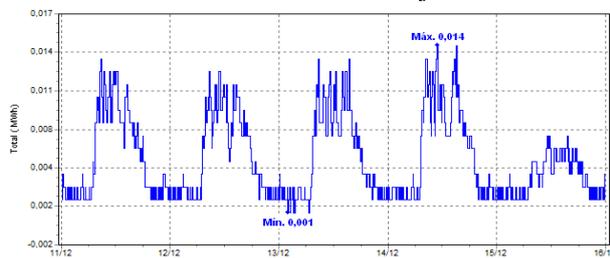


Figura 3: Consumo Energético Durante una Semana en el T-I

Niveles de Tensión

A lo largo de la medición, se registró valores fuera del 8% permitido para variaciones de tensión [3], sin embargo, en ninguna de las fases se registra una incidencia igual o mayor al 5% (ver tabla 1).

Tabla 1: Variaciones de Tensión en el T-I

Fase	Nivel		Sucesos	(%)	Cumple
	Máx. (V)	Mín. (V)			
L1	132,30	111,90	56	1,80	Si
L2	133,30	112,90	45	1,50	Si
L3	133,90	113,20	45	1,50	Si

Distorsión Armónica Total (THD%)

En la tabla 2 se observa que ninguna de las fases mostró magnitudes fuera de rango en cuanto a distorsión armónica total de voltaje, sin embargo, en cuanto a distorsión armónica total de corriente sucede lo opuesto.

Tabla 2: Distorsión Armónica Total en el T-I

THD Voltaje				
Fase	% Máx.	% Mín.	Lím. (%)	Cumple
L1	2,40	0,30	8,00	Si
L2	2,70	0,60	8,00	Si
L3	2,70	0,40	8,00	Si
THD Corriente				
Fase	% Máx.	% Mín.	Lím. (%)	Cumple
L1	21,30	5,10	8,00	No
L2	36,50	5,40	8,00	No
L3	19,60	2,10	8,00	No

Factor de potencia

En la Fig. 4 se observa la variación del factor de potencia en el transformador I, en donde se evidencia varias mediciones con magnitudes menores al valor mínimo permitido 0,92 [3].

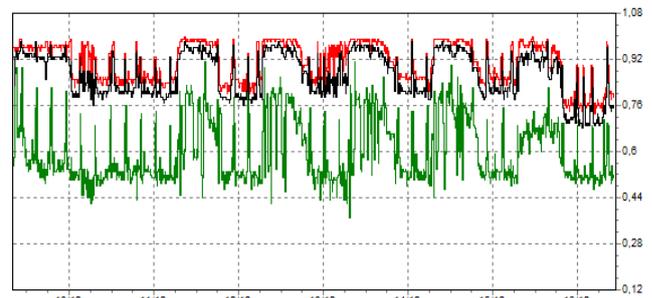


Figura 4: Fp en el T-I

En la tabla 3 se observa la tabulación promedio de los valores obtenidos con respecto al factor de potencia durante la medición.

Tabla 3: fp en el T-I

Fase	fp máx.	fp mín.	fp prom.	Suces.	%	Cumple
L1	1	0,63	0,84	730	71,40	No
L2	1	0,74	0,87	534	52,30	No
L3	1	0,64	0,85	630	61,60	No
Tot.	0,98	0,68	0,85	600	50,70	No

Flickers

Se obtuvieron valores de Pst superiores a 1 en al menos el 80% de mediciones, por lo que no se cumple con lo estipulado en la regulación, ver Fig. 5.

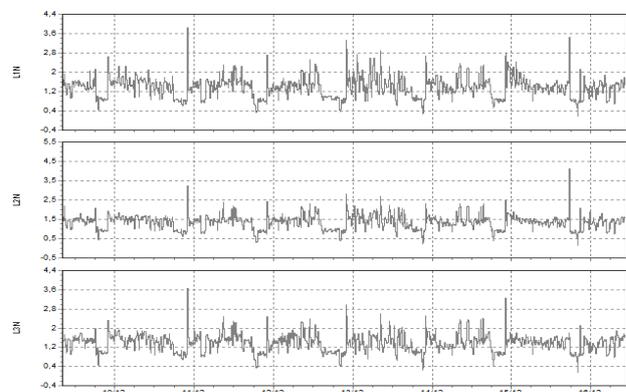


Figura 5: Pst en el T-I

Equipo de transformación II (T-II)

Transformador trifásico de 75 kVA, conectado en media tensión a la red de distribución, relación de transformación 13,8/0,22 kV y conexión Delta – Yn, en la Fig. 6 se observa el consumo energético característico en el trafo durante una semana de trabajo.



Figura 6: Consumo Energético Durante una Semana Típica de Trabajo T-II

Niveles de Tensión

A lo largo de la medición, se registró valores fuera del 8% permitido para variaciones de tensión [3], sin embargo, en ninguna de las fases se registra una incidencia igual o mayor al 5% (ver tabla 4).

Tabla 4: Variaciones de Tensión T-II

Fase	Nivel Máx. (V)	Nivel Mín. (V)	Sucesos	(%)	Cumple
L1	132,90	113,20	1	0,03	Si
L2	133,20	120,20	0	0,00	Si
L3	109,80	109,30	2	0,06	Si

Distorsión Armónica Total (THD%)

En la tabla 5 se observa que ninguna de las fases mostró magnitudes fuera de rango en cuanto a distorsión armónica total de voltaje y de corriente.

Tabla 5: Distorsión Armónica Total en el T-II

THD Voltaje				
Fase	% Máx.	% Mín.	Lím. (%)	Cumple
L1	1,50	0,40	8,00	Si
L2	1,50	0,40	8,00	Si
L3	1,60	0,40	8,00	Si
THD Corriente				
Fase	% Máx.	% Mín.	Lím. (%)	Cumple
L1	5,50	1,90	8,00	No
L2	6,30	1,60	8,00	No
L3	4,80	1,80	8,00	No

Factor de potencia

En la Fig. 7 se observa la variación del factor de potencia en el transformador I, en donde se evidencia valores aceptables dentro del rango permitido 0,92 [3].

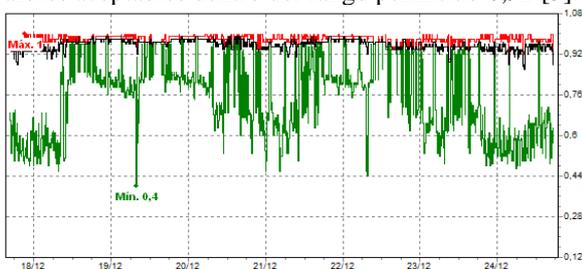


Figura 7: Fp en el T- II

En la tabla 6 se observa la tabulación promedio de los valores obtenidos con respecto al factor de potencia durante la medición.

Tabla 6: fp en el T-II

Fase	fp máx.	fp mín.	fp prom.	Suces.	%	Cumple
L1	0,99	0,90	0,97	3	0,30	No
L2	0,99	0,81	0,95	125	12,30	No
L3	0,99	0,86	0,95	43	4,23	No
Tot.	0,99	0,86	0,96	29	2,86	No

Flickers

Se obtuvieron valores de Pst superiores a 1 en al menos el 80% de mediciones, por lo que no se cumple con lo estipulado en la regulación, ver Fig. 8.

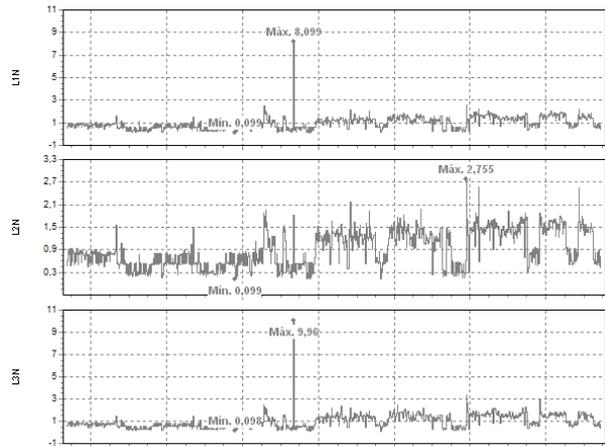


Figura 8: Pst en el T-II

2.3. Medición de los Niveles de Iluminación

Descripción del Sistema

El sistema se encontraba conformado en un 70% por lámparas fluorescentes, la infraestructura del lugar está conformada por cubiertas metálicas en configuración en pendiente, lo cual hace factible la implementación de elementos de iluminación alternativos como tubos solares y cubiertas tipo traslucida.

De manera que se realizó mediciones de iluminación con un luxómetro digital, determinándose que en el 50% de los ambientes en estudio no cumplían con los niveles mínimos permitidos [4], como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7: Medición de los Niveles de Iluminación en los Ambientes

Área	Medición Realizada [LUX]	Nivel Mín. Permitido [LUX]	Cumple
Almacenamiento	125	140	No
Administrativo	253	300	No
Laboratorios	700	300	Si
Producción	223	200	Si
Comercial	103	200	No
Calderas	260	100	Si

2.4. Modelamiento del Sistema

En base a la información estructural del sistema obtenida del levantamiento de carga y en función a los



valores de potencia y demanda analizados en PowerLog y provenientes del analizador de redes FLUKE, Se procedió a configurar y simular el sistema eléctrico del usuario en el software ETAP, determinándose que el 63,64% de barras presentan variaciones de tensión inadecuadas y el 50% de conductores se encuentran sobrecargados, ambas circunstancias en condiciones a plena carga. En la Fig. 9 se muestra la simulación del sistema.

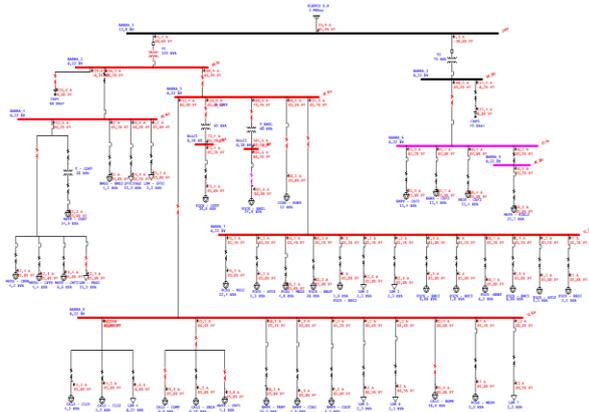


Figura 9: Simulación del Sistema Actual

2.5. Oportunidades de Mejora

En la tabla 8 se detallan las oportunidades de mejora planteadas con el propósito de mejorar el desempeño energético de la industria.

Tabla 8. Oportunidades de Mejora		
Mejora	Desarrollo	Observación
Balance de carga	Se prevé distribuir equitativamente la carga de del usuario en cada una de las fases del sistema con el propósito de eliminar la sobrecarga existente en conductores y barras.	Se comprobará mediante software.
Ahorro energético en iluminación.	Se prevé renovar el sistema de iluminación a tecnología led y aprovechar la energía lumínica natural, para reducir el consumo energético por concepto de iluminación en un 30%.	Se comprobará mediante software.
Corrección del factor del fp	Se prevé implementar un banco de capacitores para corregir el exceso de potencia reactiva en el transformador I	Se dimensionará los componentes .
Análisis financiero	El tiempo de retorno de la inversión deberá ser igual o menor a 4 años.	Se determinará el tiempo.

3. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

3.1. Análisis de Resultados

A continuación, se analiza cada una de las mejoras planteadas al sistema.

Balance de carga

Se distribuyó equitativamente las cargas en las fases del sistema, para posteriormente ser simulado, obteniéndose variaciones inferiores al 8% en cuanto a niveles de tensión y corrientes inferiores a la capacidad nominal de los conductores del sistema, lo cual se muestra en la Fig. 10.

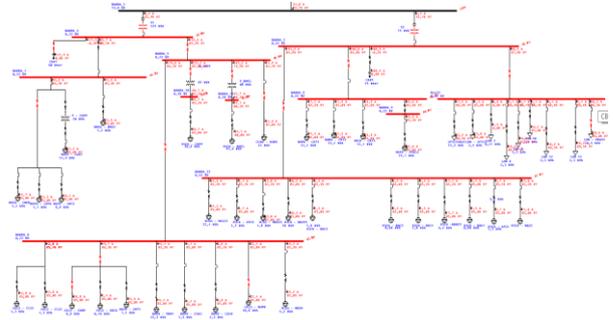


Figura 10: Simulación de Mejoras en ETAP

Iluminación

Se empleó el software DIALux con el propósito de simular el entorno de la industria con la implementación de traslucidos que aporten al ingreso de energía lumínica natural al ambiente, con lo que se obtuvo un ahorro del 30% con respecto al sistema actual, ver Fig. 11.



Figura 11: Simulación de Mejoras en DIALux

En la Fig. 12 se muestran los resultados de la simulación, en donde se observa que absolutamente todos los espacios del ambiente cumplen con el nivel mínimo de iluminación necesario 200 lux [4].

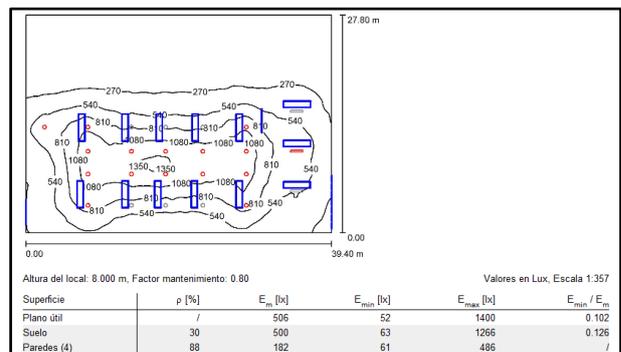


Figura 12: Resultados de la simulación en DIALux

Corrección del fp

Con el uso de la ecuación (1), se dimensionó el banco de capacitores necesario para corregir el factor de potencia del T-I.

Datos preliminares:

$$P_{\text{instalada}} = 300 \text{ kW}$$

Proyección futura de aumento de cargas = 15%

$$P_{\text{instalada proyectada}} = 345 \text{ kW}$$

$$fp_{\text{actual}} = 0,84$$

$$fp_{\text{mínimo deseado}} = 0,92$$

$$\text{Factor K seleccionado de tablas} = 0,217 [9]$$

$$Q_{B.Cap} = P_{\text{inst. proyectada}} \cdot K \quad (1)$$

$$Q_{B.Cap} = 345 \cdot 0,217$$

$$Q_{B.Cap} = 75 \text{ kVAR}$$

Se determinó una potencia reactiva de 75 kVAR como magnitud necesaria para compensar el factor de potencia en el transformador, de manera que se ubicará 15 kVAR en cada fase con lo que se obtendrá un factor de potencia adecuado dentro de la normativa.

Periodo de recuperación

Con la implementación de las propuestas, se espera un ahorro de al menos el 5% con respecto al rubro cancelado por concepto de consumo de energía eléctrica por parte del usuario en el año previo al presente estudio. Mediante la ecuación (2) se puede determinar el periodo de recuperación de la inversión.

$$PRI = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Ahorros Anuales}} \quad (2)$$

$$PRI = \frac{6013,15}{1474}$$

$$PRI = 4 \text{ años}$$

3.2. Discusión de Resultados

En concordancia a los datos obtenidos desde el analizador de redes; se puede determinar que la segunda fase del sistema se encontraba con una magnitud de carga prácticamente nula, lo cual ocasionaba problemas como: desbalances en el sistema y puntos calientes, sin embargo con la propuesta planteada para el balanceo de carga se ha evidenciado mediante la simulación que el resultado sería totalmente eficiente; reduciéndose las variaciones de tensión en las barras del sistema a valores inferiores al 8% y las corrientes en los conductores eléctricos llegando a valores por debajo de su capacidad, todo ello aporta al desempeño óptimo del sistema.

El aporte de energía lumínica natural significa un ahorro de al menos el 30% de consumo energético, las ondas de iluminación mostradas en el resultado de la simulación, muestran que en toda el área y perímetro de

los ambientes se cumple con el nivel mínimo de iluminación establecido 200 lux para actividades industriales.

El factor de potencia es un parámetro que significa pérdidas en el sistema y que ocasiona operaciones anormales que resultan en afectación al control de la distribuidora del servicio eléctrico, por lo que en el transcurso de la investigación se evidenció los rubros significativos que la industria cancelaba por un bajo factor de potencia, rubros que podrían fácilmente cubrir los montos necesarios para la implementación del banco de capacitores necesario para corregir dicho parámetro.

Con el análisis realizado se logró importantes aportes en la búsqueda de la mejora continua en el desempeño energético de la industria, ahora la misma cuenta con diagramas eléctricos que servirán como guía y facilitarán actividades de mantenimiento, así mismo ahora se conoce la estructuración del sistema eléctrico para que en casos de incrementos de carga, el ingreso al sistema se lo haga de manera balanceada.

Las mejoras son factibles debido a que el periodo de recuperación de la inversión no supera el lapso de 4 años, con lo que se confirma la fiabilidad de las propuestas desde el aspecto financiero.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el balance de cargas se garantiza variaciones de tensión menores al 8%, así mismo ninguno de los conductores y barras del sistema excederán su capacidad nominal y se prioriza la integridad de los activos y el desempeño energético.

El reemplazo de lámparas e inclusión de sistemas alternativos de iluminación garantiza el ahorro del 30% en lo que respecta a consumo eléctrico por iluminación y garantiza al menos los niveles mínimos de iluminación en cada ambiente con lo que a la par se garantiza también el confort del usuario.

Con la implementación del banco de capacitores y su compensación reactiva, se garantiza un factor de potencia igual o mayor a 0,92 con lo que se soluciona el problema de sanciones con la distribuidora y se gana eficiencia energética en el sistema.

Las propuestas planteadas han sido verificadas y comprobadas mediante software, el tiempo de recuperación de la inversión destinada a las mismas es de 4 años, con lo que se cumple con lo establecido en la teoría financiera.

Se deben efectuar mantenimientos y mediciones al sistema con una frecuencia anual como mínimo para garantizar la vida útil y desempeño de activos.

Se sugiere automatizar los servicios de iluminación y otros con el objetivo de tener una industria inteligente y sustentable, lo cual resulte en ahorro energético.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. Velázquez de Castro González, «Cambio climático y protocolo de Kioto. Ciencia y estrategias: Compromisos para España», Revista Española de Salud Pública, vol. 79, No. 2, pp. 191-201, abr. 2005.
- [2] «ISO 50001: Guía para Implementación Sistemas de Gestión de la Energía».
- [3] <https://www.guiaiso50001.cl/>
- [4] «Regulacion-No.-ARCERNR-002_20-Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica».
- [5] https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Regulacion-No.-ARCERNR-002_20-Calidad-de-Distribucion.pdf
- [6] «Resolución No. CD 513 – IESS - Normativa aplicable a la seguridad y salud en el trabajo».
- [7] https://sart.iess.gob.ec/DSGRT/norma_interactiva/IESS_Normativa.pdf
- [8] J. Moubray, «MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD»
- [9] «ETAP | Software de Modelado, Análisis y Optimización de Sistemas de Potencia». <https://etap.com/es>
- [10] «DIALux: the worldwide leading lighting design software». <https://www.dialux.com/en-GB/>
- [11] [1] C. A. D. Efraín y F. U. P. Iván, «FACULTAD DE MECÁNICA ESCUELA DE INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO», Escuela Politécnica de Chimborazo, Riobamba, 2015.
- [12] M. Holguín, «ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL “NUEVO CAMPUS” DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA», Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2010.
- [13] «Estimación del factor K en transformadores de distribución usando modelos de regresión lineal». http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_artt_ext&pid=S0123-921X2016000200003



Diego Monga. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1992. Recibió su título de Ingeniero Electromecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE en 2018, obtuvo el grado de Magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2021. Sus campos de investigación están relacionados con el Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Energías Renovables, Eficiencia Energética y Distribución.

Methodological Proposal for Targeting Electric Subsidy "Tarifa De La Dignidad" in Residential Users of the Electric Companies of Ecuador

Propuesta de una Metodología para la Focalización del Subsidio Eléctrico "Tarifa De La Dignidad" en Usuarios Residenciales de las Empresas Eléctricas del Ecuador

 E.G. Novoa¹

 G.B. Salazar¹

 E.M. Buitrón²

 G.S. Salazar¹

¹Departamento de Energía Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: edison.novoa@epn.edu.ec; gabriel.salazar@epn.edu.ec; gabriel.salazar01@epn.edu.ec

²Facultad de Ingeniería Civil y Ambiental, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: eliana_buitron@hotmail.com

Abstract

This paper includes a proposal for targeting the dignity tariff subsidy on residential users of electric power distribution companies in Ecuador. For targeting, the grouping data technique is used based on technical, geographical, and socioeconomic user's data.

This paper describes the process necessary to collect, clean, and process the data for targeting the subsidy. Then, this paper shows the process to match the data and consolidate it into a single database of residential users. In a next phase, this paper defines a poverty equation that considers, in a weighted way, the technical and socioeconomic characteristics of the users and poverty equation allows calculating the poverty level of users. Then, the way to group users according to their poverty level is described, as well as the way to establish the best number of groups to be generated among users. Finally, this paper describes how to define which users and user groups should or should not receive the subsidy.

This paper has been applied to the residential users of the Quito District Metropolitan and, for these users, the results of the targeting are showed. For the study case the estimated savings that the State would receive for including the targeting methodology are shown too.

Index terms— Distribution power systems, data mining, clustering technique, spatial data analysis, subsidy, targeting.

Resumen

El artículo presenta una propuesta para la focalización del subsidio tarifa de la dignidad en los usuarios residenciales de las empresas de distribución de energía eléctrica del Ecuador. Para la focalización se utiliza la técnica de agrupación de datos considerando las características técnicas, geográficas y socioeconómicas de los usuarios.

El artículo describe el proceso necesario para recopilar, depurar y procesar los datos a fin de que puedan ser utilizados para la focalización del subsidio. Luego, se detalla el proceso necesario para emparejar los datos y consolidarlos en una sola base de datos de usuarios residenciales. En una siguiente fase, se define una ecuación de pobreza que considera, de manera ponderada, las características técnicas y socioeconómicas de los usuarios y que permite calcular su nivel de pobreza individual. Luego, se describe la forma de agrupar a los usuarios según su nivel de pobreza, así como la manera de establecer la mejor cantidad de grupos que se deben generar de entre los usuarios. Finalmente, el artículo presenta una propuesta metodológica general para focalizar el subsidio tarifa de la dignidad en el Ecuador.

El presente artículo presenta los resultados de la focalización del subsidio tarifa de la dignidad aplicada a los usuarios residenciales del Distrito Metropolitano de Quito.

Palabras clave— sistemas eléctricos de distribución de electricidad, minería de datos, técnicas de agrupación de datos, análisis espacial de datos, subsidios, focalización.

Recibido: 23-04-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Novoa, E.; Salazar, G.Y.; Buitrón, E.; Salazar, G.S. (2023). "Propuesta de una Metodología para la Focalización del Subsidio Eléctrico "Tarifa de la Dignidad" en Usuarios Residenciales de las Empresas Eléctricas del Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 16-25

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.579>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, el subsidio tarifa de la dignidad, emitido mediante decreto ejecutivo No. 451-A vigente desde el 12 de julio de 2007 y conforme con el procedimiento para la aplicación del subsidio, emitido por la ARCERNNR, define que: aquellos usuarios residenciales cuyos consumos mensuales de energía sean inferiores a 110 kWh – mes en las empresas distribuidoras de la región Sierra y 130 kWh – mes en las de la región Costa/Oriente e Insular pagarán un costo preferencial de energía consumida igual a 0,04 US\$/kWh y un cargo por comercialización de 0,70 US\$ por abonado al mes, puesto que dichos usuarios representan a los quintiles 1 y 2 de ingresos según la Encuesta de Condiciones de Vida elaborada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos - INEC [1].

El subsidio tarifa de la dignidad se originó hace 15 años con dos objetivos: el primero, reducir el valor de la planilla eléctrica de los usuarios de las Empresas Eléctricas con escasos recursos económicos y, el segundo, reducir las pérdidas no técnicas de energía en las Empresas Eléctricas; sin embargo, en la práctica, el subsidio ha terminado beneficiando a usuarios pobres y no pobres; y este, es justamente el problema, que el subsidio no está direccionado para beneficio exclusivo de usuarios pobres. El subsidio tarifa de la dignidad no se ha actualizado a lo largo de los años y su aplicación nunca ha dependido de las características socio económicas de los usuarios. Por tanto, es importante focalizar el subsidio tarifa de la dignidad puesto que permitiría reducir el monto de dinero que se destina para este beneficio.

La asignación del subsidio eléctrico tarifa de la dignidad ha tenido problemas desde su creación, puesto que la falta de información socioeconómica de los usuarios residenciales se convertiría en una limitante para su aplicación, y, puesto que se escogió como criterio de asignación condicional al consumo de energía característico de las familias con quintiles de ingresos económicos más bajos del Ecuador. El problema es que no se consideró que dicho criterio condicional no es bidireccional y que, peor aún, no aplica necesariamente en el sentido inverso; es decir, el hecho de que un usuario consume poca energía eléctrica no implica que sea pobre [2]. La literatura económica recomienda a los gobiernos la eliminación de los subsidios generalizados puesto que dan señales equívocas a los usuarios finales y distorsionan el mercado; sin embargo, la medida de eliminar algún subsidio tiene un costo político y social muy alto, razón por la cual, para disminuir los subsidios, se debe usar mecanismos de focalización basados en su adecuada asignación [3].

La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL actual ARCERNNR), a partir de la expedición de la LOSPEE, ha sido facultada para modificar y/o eliminar la asignación del subsidio tarifa de la dignidad y, para ello, ha focalizado el subsidio utilizando el método de frecuencia de consumo estricto a

11 meses [1]; sin embargo, este mecanismo sigue vinculado únicamente al consumo mensual de energía, parámetro que, por sí solo, no constituye un indicador determinante para definir la situación económica y social del consumidor final.

Ante los evidentes inconvenientes existentes durante la aplicación del subsidio tarifa de la dignidad surgen varias preguntas como: ¿se podría mejorar la asignación el subsidio? ¿es posible determinar geográficamente qué usuarios y qué zonas realmente requieren del subsidio eléctrico? Un ejemplo claro de que no se ha estudiado este tema, es el hecho de que no se puede saber con exactitud si el subsidio llega sólo a usuarios pobres, no se tienen cifras al respecto, nadie lo ha medido o ha investigado. Por tanto, al ser un trabajo especializado en el área de distribución de energía eléctrica, resulta un tema que merece estudiarse puesto que está estrictamente relacionado con el desarrollo comercial de las Empresas Eléctricas de distribución de energía eléctrica en el Ecuador [4].

El presente artículo plantea el desarrollo de una metodología general para la focalización del subsidio eléctrico tarifa de la dignidad que, en base al análisis de las características técnicas, geográficas y socioeconómicas de los usuarios, contribuya a mejorar la asignación del subsidio en las Empresas Eléctricas del Ecuador.

2. AGRUPACIÓN DE DATOS

La agrupación de datos o clustering es una herramienta de análisis de datos no supervisado que está enfocada en la búsqueda de grupos dentro de un conjunto de datos. A cada conjunto de datos se lo llama clúster y se caracteriza por poseer datos parecidos entre sí.

La agrupación de datos puede realizarse de diferentes maneras dependiendo del criterio de agrupación y definiendo de antemano el número de clústeres. Si el número de clústeres no es conocido la agrupación no tiene respuesta única para todos los casos y, más bien, tiene un valor específico para cada problema. Por tanto, en la mayoría de los casos, la técnica de clustering requiere de humanos expertos en el dominio de su aplicación [5].

El procedimiento de agrupación más conocido es K-means, desarrollado por Steinhouse en 1956 y popularizado por MacQueen en 1967. Este método conceptualmente es simple y se define de la siguiente manera: si μ_1, \dots, μ_K son los K centros de los clústeres, K-means los encuentra minimizando

$$J(\mu_1, \dots, \mu_K) = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in G_k} \|x_i - \mu_k\| \quad (1)$$

Donde G_k es el clúster de elementos con centro más próximo a μ_k , es decir:



$$G_k = \left\{ x_i : \|x_i - \mu_k\| = \min_{1 \leq j \leq K} \|x_i - \mu_j\| \right\} \quad (2)$$

La limitación de este método es que no da buenos resultados si dentro de los datos existen datos atípicos o si las agrupaciones tienen grandes diferencias en su orientación, tamaño y forma [6]. Existen variaciones en la técnica de agrupación puesto que la forma de calcular la similitud ($x_i - \mu_k$) puede realizarse de distintas maneras.

2.1. Evaluación de Grupos

Para evaluar los resultados de la agrupación de datos existen dos tipos de indicadores, el primero, evalúa parámetros internos de los grupos de datos y, el segundo, evalúa parámetros externos de los grupos de datos.

El Índice de Davies-Bouldin es uno de los indicadores que permite evaluar los parámetros internos de los grupos de datos resultantes de la técnica de agrupación y considera que existe una mejor agrupación si la distancia media de un grupo de datos, respecto a su centro, dividida para la distancia existente entre los centros de los grupos es la menor. La definición de dicho índice es la siguiente

$$DB = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \max_{j \neq i} \left\{ \frac{\bar{d}_i + \bar{d}_j}{d_{ij}} \right\} \quad (3)$$

Donde DB es el índice de Davies-Bouldin, k es el número de grupos, \bar{d}_i es la distancia promedio de los datos al centro del grupo i, \bar{d}_j es la distancia promedio de los datos al centro del grupo j y d_{ij} es la distancia entre los centros de los grupos i y j. La agrupación óptima para diferentes números de grupos, según este criterio, es aquella con el menor valor de DB [7], [8].

3. METODOLOGÍA

3.1. Recopilación y Procesamiento de Datos

En esta sección se ha revisado la información técnica, geográfica y socioeconómica de los usuarios residenciales del Ecuador que puede estar al acceso del personal de las Empresas Eléctricas. Una vez revisada la información disponible se ha determinado el uso de los siguientes datos:

- Datos técnicos: Consumo mensual de energía eléctrica por usuario en kWh.
- Datos geográficos: Ubicación georeferenciada de cada usuario, coordenadas (X,Y).
- Datos socioeconómicos: El valor básico referencial del metro cuadrado de suelo y los ingresos familiares mensuales promedio por sector.

La estructura de los datos mencionados se muestra en las Tablas 1, 2 y 3.

Tabla 1: Estructura de los Datos Técnicos

Código del Cliente	Consumo de Energía Mensual [kWh]
387320	90
...	...
1499703	75

Tabla 2: Estructura de los Datos Geográficos

Código del Cliente	Coordenada X	Coordenada Y
387320	780572.91	9981908.61
...
1499703	776101.09	9977057.11

Tabla 3: Estructura de los Datos Socioeconómicos

Identificador geográfico	Tipo de dato	Valoración del suelo [US\$/m ²]
250	Polígono	120
...
2303	Polígono	500

3.2. Recopilación y Procesamiento de Datos

El emparejamiento de datos se lo puede realizar mediante cualquier algoritmo de emparejamiento y/o mediante cualquier software que posea esta función. Para el artículo se ha seleccionado el uso del software Matlab, ArcGIS y Excel.

Para emparejar los datos técnicos y económicos primero se cargan los datos técnicos en Matlab como una matriz de m códigos de cada cliente y sus n consumos de energía. Luego, se cargan los datos geográficos como una matriz de p códigos de cada cliente y q atributos, en este caso, las coordenadas X y Y. Una vez cargados los datos técnicos y geográficos se los empareja utilizando como atributo común los códigos de los clientes. El resultado de este primer emparejamiento de datos se observa en la Tabla 4.

Tabla 4: Estructura de los Datos Técnicos y Geográficos

Código del Cliente	Coordenada X	Coordenada Y	Consumo de Energía Mensual [kWh]
387320	780572.91	9981908.61	90
...
1499703	776101.09	9977057.11	75

Luego, se debe ubicar espacialmente los datos económicos de valoración del suelo y de ingresos económicos. Dado que los datos de valoración del suelo se los puede encontrar directamente en archivos geográficamente referenciados no hace falta emparejarlos. Sin embargo, en el caso de los datos de ingresos económicos por núcleo familiar, es necesario primero inferir algunos datos para, luego, emparejarlos con su ubicación geográfica. Antes de ubicar espacialmente los datos de ingresos económicos por núcleo familiar primero se han promediado las respuestas de los encuestados dentro de un mismo sector a fin de inferir dicho resultado al valor de ingresos por zona. Los resultados de este emparejamiento deben tener la estructura mostrada en la Tabla 5.



Tabla 5: Estructura de los Datos Socioeconómicos y Geográficos

Identificador Geográfico	Tipo de Dato	DPA_ZONA	Ingreso Económico Promedio por Zona [US\$/mes]
1627	Polígono	170150200	750.11
...
...
...
2048	Polígono	170150272	320.43

Finalmente, es necesario emparejar los datos geográficos (X,Y), técnicos (kWh) y socioeconómicos (Valor del suelo e ingresos promedio) en un solo archivo o base de datos. Debido a que los datos provienen en distintos formatos y de distintas fuentes, es necesario primero enlazar los datos técnicos de consumo con la ubicación de los usuarios residenciales; luego, es necesario enlazar los datos socioeconómicos con su ubicación espacial para, al último, emparejar todos los datos en un solo archivo. Este último emparejamiento requiere del siguiente procedimiento:

1) Se debe generar un archivo tipo ráster con los datos de las áreas de valoración del suelo por metro cuadrado. Esta actividad se la puede realizar mediante la herramienta de conversión de datos de ArcGIS “Polygon to Raster” teniendo en cuenta que el valor de la rasterización es el valor del suelo por metro cuadrado.

2) Se debe generar un archivo tipo ráster con los datos de ingresos económicos promedio por zona. Esta actividad se la puede realizar mediante la herramienta de conversión de datos de ArcGIS “Polygon to Raster” teniendo en cuenta que el valor de la rasterización es el valor de ingresos económicos promedio por sector.

3) Una vez que los datos socioeconómicos se encuentran geográficamente ubicados, en un archivo tipo ráster, se los debe emparejar con los datos de ubicación de los usuarios residenciales y sus consumos; lo cual, se puede realizar mediante la herramienta de análisis espacial de ArcGIS “Extract Values to Points”.

3.3. Agrupación de Datos

3.3.1 Definición del nivel de pobreza

Para la agrupación de los usuarios se definirá primero una propuesta de ecuación de pobreza que considere, de manera ponderada, los criterios técnicos y socioeconómicos de los usuarios.

A continuación, se plantea la ecuación de pobreza en términos generales.

$$P(X) = w_1 \cdot X_1 + w_2 \cdot X_2 + w_3 \cdot X_3 + \dots + w_n \cdot X_n \quad (4)$$

P es la pobreza que depende de X datos o criterios normalizados, entre 0 y 1, ponderados con w pesos o costos; para la definición de la pobreza podrán existir n criterios, donde la suma de sus w_n pesos deberá ser siempre 1.

La normalización de datos, entre 0 y 1, de las variables X se realiza según la ecuación (5) y para su aplicación se debe conocer el valor máximo y mínimo (X_{máx} y X_{mín}) de los datos originales.

$$X_{normalizada} = \frac{X_{original} - X_{mín}}{X_{máx} - X_{mín}} \quad (5)$$

La normalización de datos permite reducir el efecto de valores atípicos, extra tendenciales o demasiado grandes, volviéndolos adimensionales para el cálculo de la pobreza.

Una vez procesados los datos, considerando aquellos disponibles para este trabajo, la ecuación de pobreza puede definirse de la siguiente manera.

$$P(X_{criterios}) = w_{técnico} \cdot X_{técnico} + w_{suelo} \cdot X_{suelo} + w_{ingresos} \cdot X_{ingresos} \quad (6)$$

Donde:

W_{técnico}: Es la ponderación que se le asigna a los datos de consumo de energía en relación con la pobreza.

X_{técnico}: Son los datos normalizados de consumo de energía por usuario.

W_{suelo}: Es la ponderación que se le asigna a los datos de valoración del suelo en el que reside el usuario en relación con la pobreza.

X_{suelo}: Son los datos normalizados de valoración del suelo según la ubicación del usuario.

W_{ingresos}: Es la ponderación que se le asigna a los datos de ingresos económicos de los usuarios con relación a la pobreza.

X_{ingresos}: Son los datos normalizados de ingresos económicos por usuario.

Dado que los datos ya estarían normalizados se debe readecuar el cálculo de pobreza a fin de que tenga correspondencia con los resultados de pobreza esperados, 1 para usuarios pobres y 0 para usuarios no pobres. A continuación, se presenta una primera ecuación para el cálculo de pobreza por usuario propuesta para la focalización, la cual considera igual ponderación para cada criterio técnico, socioeconómico y geográfico.

$$P(X_{criterios}) = \frac{1}{3} * (1 - X_{técnico}) + \frac{1}{3} * (1 - X_{suelo}) + \frac{1}{3} * (1 - X_{ingresos}) \quad (7)$$

La ecuación (7) permite considerar que los usuarios con consumos de energía más bajos y que residen en sectores con valores de suelo e ingresos promedio más bajos son personas más pobres.



Si bien la ecuación (7) es una muy buena aproximación para el cálculo de pobreza es necesario ajustar los pesos de los criterios considerando la calidad de los datos, la relación de los datos con la pobreza y los objetivos que tiene la focalización. La siguiente ecuación muestra el cálculo de pobreza propuesto para la focalización.

$$P(X_{\text{criterios}}) = 0,1 * (1 - X_{\text{técnico}}) + 0,6 * (1 - X_{\text{suelo}}) + 0,3 * (1 - X_{\text{ingresos}}) \quad (8)$$

Para el criterio de consumo de energía se ha considerado un 10 % de la ponderación total puesto que, a pesar de que los datos son buena calidad, no se tiene certeza de si un menor consumo de energía está asociado con la existencia de un usuario pobre. Para el criterio de valoración del suelo se ha considerado un 60 % de la ponderación total puesto que la información es de calidad, tiene relación con la pobreza y cumple con el enfoque que se le quiso dar a la focalización. Finalmente, para el criterio de los ingresos económicos por núcleo familiar se le ha asignado solo un 30 % de la ponderación total puesto que, si bien es un criterio importante para la focalización del subsidio, los datos que se obtuvieron del INEC, en varios casos, no presentan valores de ingresos registrados por los encuestados. En cualquier caso, los pesos o ponderación de cada criterio podrán ser ajustados por los organismos Estatales encargados de ejecutar la focalización.

3.3.2 Definición de la técnica de agrupación

Para definir la manera de resolver el problema de focalización, planteado en este artículo, se han analizado tres principales aspectos:

- La naturaleza del problema
- La naturaleza de los datos
- La practicidad de la técnica de solución

La naturaleza del problema: la focalización del subsidio eléctrico requiere necesariamente de alguna técnica que permita definir qué usuarios sí deben recibir el subsidio y qué usuarios no deben recibirlo; esto, solo se puede hacer mediante la técnica de agrupación de datos o mediante la técnica de clasificación de datos. La diferencia entre la técnica de agrupación de datos y la técnica de clasificación de datos es que en la técnica de agrupación de datos no se requiere conocer, como dato de entrada, si un usuario es pobre o no pobre; contrario a la técnica de clasificación de datos. Para el caso del Ecuador, dado que de entrada no se conoce qué usuarios son pobres o no pobres, la solución al problema de focalización demanda necesariamente del uso de la técnica de agrupación de datos.

La naturaleza de los datos y la practicidad de la técnica de solución al problema: para la focalización del subsidio eléctrico en los usuarios residenciales del

Ecuador se han seleccionado variables técnicas y socioeconómicas que, por naturaleza, contienen valores solamente numéricos y que pueden ser tratados mediante arreglos de matrices o vectores.

Dado que la técnica de agrupación de datos k-means puede trabajar con variables de datos inmersas en matrices y vectores y, dado que, además solo requiere de la definición del número de grupos que se desean obtener de la agrupación, se ha decidido, por practicidad, realizar la focalización con dicha técnica de agrupación de datos. Para la configuración de la técnica k-means en Matlab se ha mantenido, como medida de la similitud predeterminada, el valor de la distancia euclídeana cuadrada entre datos.

En todo caso, para el presente artículo, no ha sido necesario realizar un análisis comparativo sobre el uso de los diferentes algoritmos de agrupación o sobre el uso de diferentes formas de calcular la similitud de los datos puesto que con cualquier algoritmo de agrupación y con cualquier forma de calcular la similitud de los datos siempre se puede llegar a obtener agrupaciones válidas de usuarios para la focalización del subsidio.

La técnica de agrupación definida y propuesta para la focalización del subsidio es kmeans y requiere, como datos de entrada, los valores resultantes de la ecuación de pobreza por cada usuario residencial y el número de grupos que se desean encontrar.

3.3.3 Evaluación y definición de grupos

Para la evaluación y definición de grupos se ha decidido calcular el índice de Davies-Bouldin para distintas cantidades de grupos de usuarios, al menos entre 2 y 20 grupos; donde la cantidad de grupos recomendada para la focalización será aquella que minimice el índice Davies-Bouldin.

3.3.4 Criterio de asignación

Una vez que se ha logrado determinar la mejor cantidad de grupos de usuarios para la focalización se debe definir qué grupos de usuarios deben o no recibir el subsidio. Existen dos maneras de definir qué grupos de usuarios, que actualmente reciben el subsidio, deberían a futuro recibir este beneficio. La primera forma, la más restrictiva, se enfoca en asignar el subsidio a los usuarios con mayor nivel de pobreza los “más pobres” y, la segunda forma, la menos restrictiva, se enfoca en dejar de otorgar el subsidio a los grupos de usuarios con menor nivel de pobreza los “menos pobres”.

Dado que el subsidio surgió inicialmente con el objetivo de favorecer a los usuarios de los dos quintiles con ingresos económicos más bajos en el Ecuador, es decir el 40 % de la población. Se propone, de manera similar, que para este trabajo se considere la focalización del subsidio para el 40 % de usuarios “más pobres” según su cálculo de pobreza.



El porcentaje de focalización lo podrían definir los organismos del Estado y/o las Empresas Eléctricas de acuerdo con los resultados que se esperasen obtener de la focalización.

4. RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados de aplicar la metodología propuesta para la focalización del subsidio tarifa de la dignidad en los usuarios residenciales de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) dentro del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ). Para el caso de estudio los datos técnicos obtenidos corresponden a las planillas de consumo y a la geodatabase de la EEQ para el mes de enero de 2018; los datos de la Encuesta Nacional de Ingresos y Vivienda y la división político-administrativa del Ecuador corresponden a los datos del año 2010 y, finalmente, los datos económicos de valoración del suelo en el DMQ corresponden a los datos del año 2020.

4.1. Estructura de los Datos de Entrada

4.1.1 Datos técnicos

La EEQ posee dentro de su zona de concesión, la provincia de Pichincha y parte de la provincia del Napo, cerca de 1.048.575 usuarios. La cantidad de usuarios depurados que se han encontrado dentro del DMQ y que reciben el subsidio son cerca de 227.534 usuarios. A continuación, la Fig. 1 muestran la ubicación geográfica de dichos usuarios en un mapa.

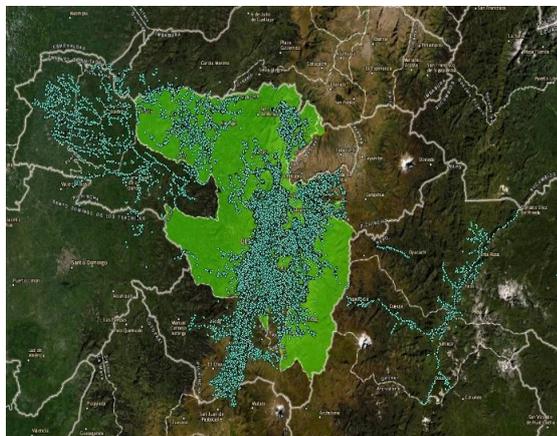


Figura 1: Usuarios de la Empresa Eléctrica Quito

4.1.2 Datos socioeconómicos

El primer dato socioeconómico definido para la focalización del subsidio es el valor del suelo por metro cuadrado. Este dato se lo encuentra en el mapa de áreas de valoración o áreas de intervención valorativas (AIVAs) del DMQ, dicho mapa está disponible en los datos abiertos del DMQ en [9]. A continuación, la Fig. 2 muestra un mapa térmico según la valoración del suelo en el DMQ, las gamas de color rojo representan los sectores donde el costo del suelo es más alto y las gamas

de color verde representan los sectores donde el costo del suelo es el menor.

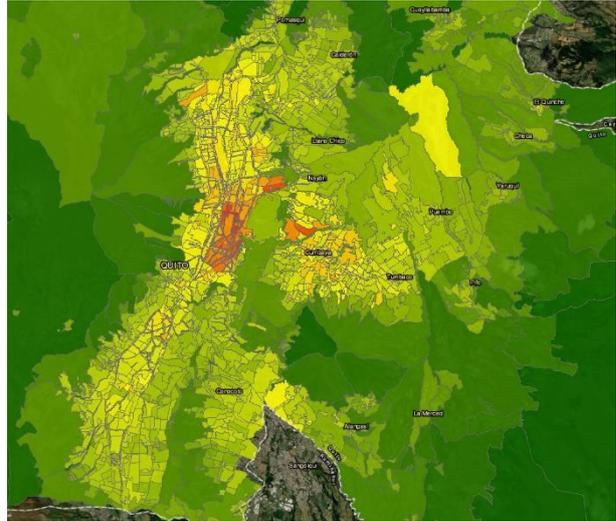


Figura 2: Mapa de Valoración del Suelo en el DMQ

El segundo dato socioeconómico corresponde a los ingresos económicos obtenidos del INEC; datos que se pueden manipular mediante el uso del software SPSS de IBM. A continuación, la Fig. 3 muestra el resultado del emparejamiento de datos socioeconómicos y geográficos en un mapa con escala térmica sobre los ingresos económicos, las gamas de color rojo representan las zonas con mayores ingresos económicos y las gamas de color verde representan las zonas con menores ingresos.

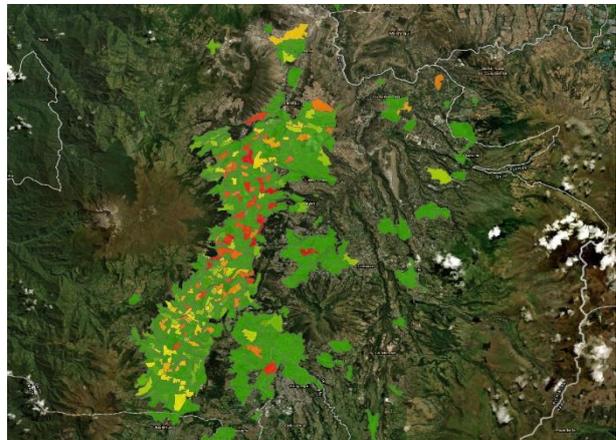


Figura 3: Mapa de la División Político-Administrativa del DMQ con Escala Térmica sobre los Ingresos

4.2. Agrupación de Datos

4.2.1 Agrupación de usuarios por su ubicación

Una primera forma de agrupar los datos es de acuerdo con su ubicación espacial, se ha realizado esta forma de agrupación utilizando la ubicación de los usuarios residenciales del DMQ, que actualmente reciben el subsidio tarifa de la dignidad, utilizando la técnica kmeans. A continuación, la Fig. 4 muestra los resultados de la agrupación de usuarios para el caso de 10 grupos.

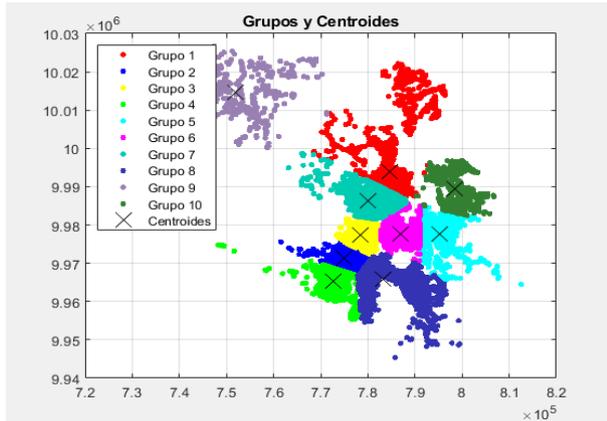


Figura 4: Agrupación Espacial de los Usuarios Residenciales del DMQ en 10 Grupos

4.2.2 Agrupación de usuarios por su consumo de energía eléctrica

Otra forma de agrupar a los usuarios, que actualmente reciben el subsidio, es de acuerdo con su consumo mensual de energía eléctrica. A continuación, la Fig. 5 muestra, por ejemplo, el resultado de generar 5 grupos de usuarios en el DMQ según sus consumos mensuales de energía eléctrica. Los usuarios se han coloreado con escala térmica, las gamas de color verde representan a los usuarios con consumos de energía más bajos y las gamas de color rojo representan a los usuarios con consumos de energía más altos.

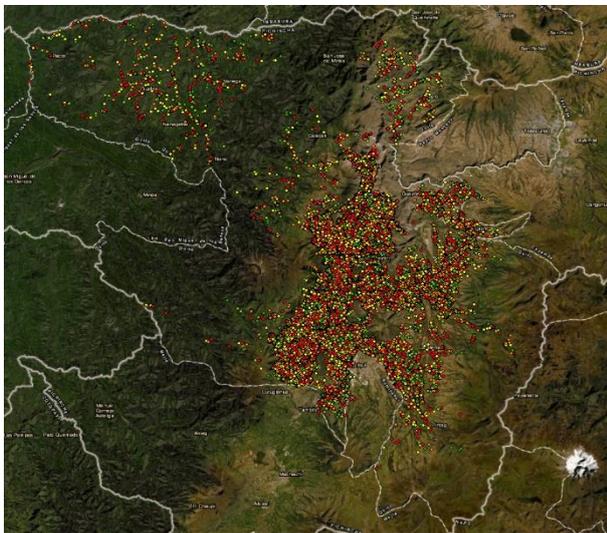


Figura 5: Agrupación de los Usuarios Residenciales del DMQ en 5 Grupos Según su Consumo de Energía Eléctrica

4.2.3 Agrupación de usuarios según su nivel de pobreza

De acuerdo con lo explicado metodología de este trabajo de investigación, para lograr considerar todas las características técnicas, socioeconómicas y geográficas de los usuarios, para la focalización del subsidio, se debe primero calcular el nivel de pobreza por usuario, 1 para usuarios pobres y 0 para usuarios no pobres; y, con dicho

resultado, realizar la agrupación sobre los valores calculados de pobreza. A continuación, la Fig. 6 muestra, por ejemplo, el resultado de formar 5 grupos de usuarios residenciales según su nivel de pobreza calculado.

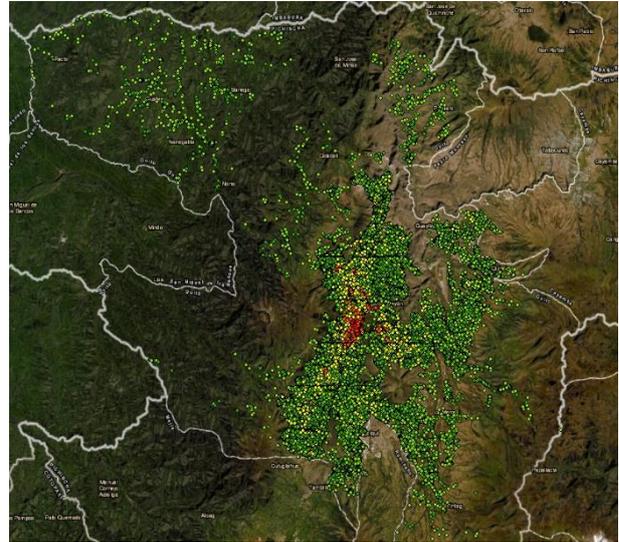


Figura 6: Agrupación de los Usuarios Residenciales del DMQ en 5 Grupos Según su Nivel de Pobreza Calculado

4.3. Evaluación de Grupos

Una vez que se ha definido que la agrupación de usuarios, según su nivel de pobreza, es la opción que permite considerar las características técnicas, geográficas y socioeconómicas de cada usuario se debe definir la mejor cantidad de grupos que se pueden generar en el universo de usuarios. Para esta actividad se ha realizado una evaluación utilizando el índice de Davies-Bouldin para distintas cantidades de grupos, al menos entre 2 y 20 grupos. A continuación, la Fig. 7 muestra la variación del índice de Davies-Bouldin para los distintos números de grupos. Como resultado de la evaluación se puede observar que el índice va reduciendo de valor a medida que se forman más grupos y aparece un óptimo local al minimizarse el índice de Davies-Bouldin a 0,50 cuando se forman 13 grupos.

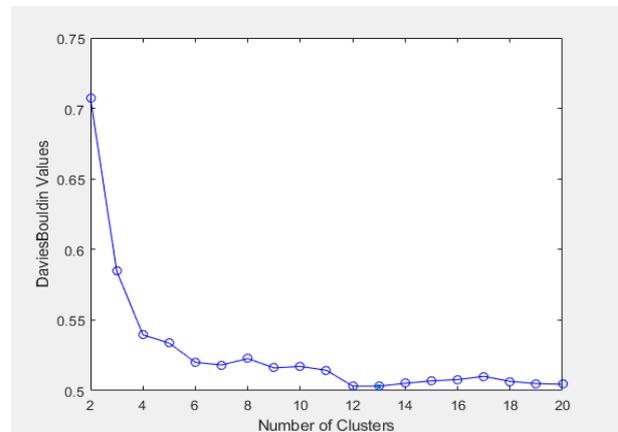


Figura 7: Índice de Davies-Bouldin para Diferentes Números de Grupos

4.4. Asignación del Subsidio

Una vez que se ha observado que, para la focalización del subsidio, la mejor forma de agrupar a los usuarios debe realizarse sobre el nivel de pobreza calculado y, una vez que se ha determinado que la mejor cantidad de grupos para agrupar a los usuarios es 13 grupos, se ha vuelto a agrupar a los usuarios del DMQ en 13 grupos, como lo muestra la Fig. 8 y la Tabla 6.

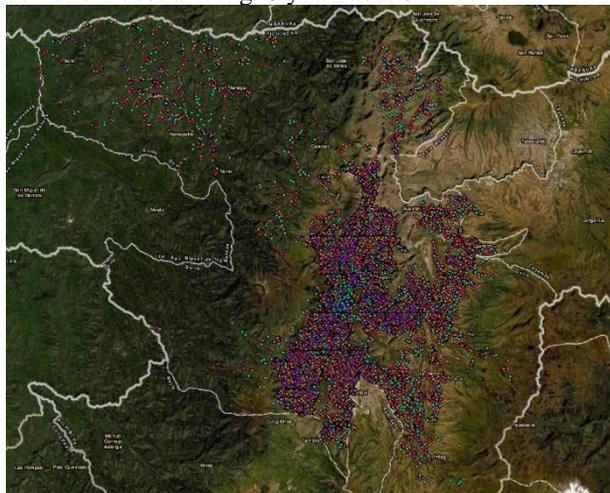


Figura 8: Agrupación de Usuarios del DMQ, en 13 Grupos, Según su Nivel de Pobreza

Tabla 6: Resultados de Centroides y Cantidad de Usuarios por grupo

Grupo	Centroide del grupo según su nivel de pobreza	Usuarios por Grupo
Grupo 1	0,39	405
Grupo 2	0,57	1.188
Grupo 3	0,70	2.297
Grupo 4	0,76	4.071
Grupo 5	0,80	9.201
Grupo 6	0,84	16.912
Grupo 7	0,86	27.409
Grupo 8	0,88	36.761
Grupo 9	0,90	36.237
Grupo 10	0,91	31.666
Grupo 11	0,93	26.900
Grupo 12	0,95	21.134
Grupo 13	0,97	13.353

El último paso que queda por realizar para la focalización del subsidio es, según el criterio más restrictivo, filtrar el 40 % de usuarios (91.014 usuarios) que se encuentren en los grupos con mayor nivel de pobreza. Según los resultados de la agrupación el 40 % de usuarios más pobres se encuentran dentro de los grupos 10, 11, 12 y 13; dado que los usuarios de un grupo no se pueden separar para cumplir exactamente con el 40 % de usuarios se ha incluido al grupo 10 con todos sus usuarios dentro de la lista de beneficiarios, dando un total de 93.053 usuarios que sí recibirían el subsidio. Para visualizar los resultados de la focalización se presenta, en la Fig. 9, los usuarios que no recibirán el subsidio en color rojo y los que sí seguirán recibiendo el subsidio en color verde.

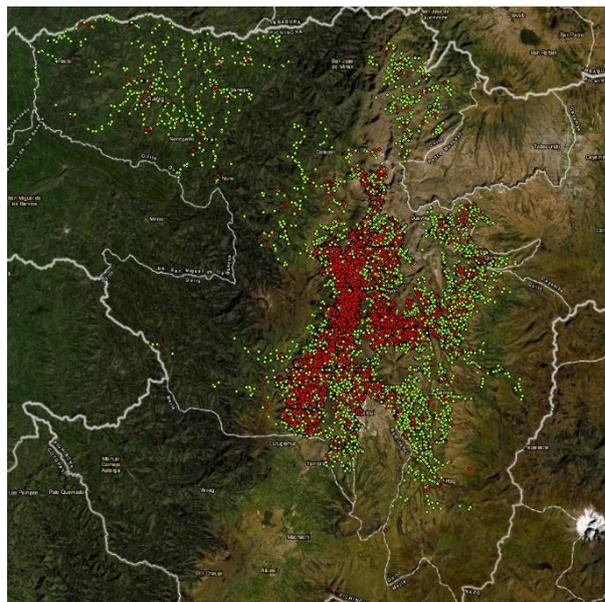


Figura 9: Mapa de Focalización del Subsidio en los Usuarios Residenciales del DMQ

4.5. Propuesta Metodológica

La propuesta metodológica para focalizar el subsidio tarifa de la dignidad considerando las características técnicas, geográficas y socioeconómicas de los usuarios residenciales de las Empresas Eléctricas del Ecuador, utilizando la técnica de agrupación de datos, se describe a continuación.

1. Recopilar los datos técnicos, geográficos y socioeconómicos de los usuarios residenciales de las Empresas Eléctricas del Ecuador.
2. Depurar los datos obtenidos y procesarlos por separado según los criterios de la sección 3.1.
3. Emparejar los datos para que cada usuario posea como atributos su ubicación, su consumo de energía y la valoración del suelo e ingresos económicos según el sitio en el que se ubica el usuario.
4. Definir una ecuación de pobreza que, para su cálculo, considere de manera ponderada los datos técnicos, geográficos y socioeconómicos de los usuarios.
5. Definir la ponderación o peso que se le dará a cada característica técnica o socioeconómica de los usuarios de acuerdo con la calidad de los datos y de acuerdo con la relación que tengan los datos con la pobreza.
6. Calcular el nivel de pobreza para cada uno de los usuarios residenciales según sus características técnicas, geográficas y socioeconómicas.
7. Determinar la mejor cantidad de grupos que se puede generar en la agrupación de usuarios residenciales minimizando, para ello, el índice de Davies-Bouldin.
8. Agrupar a los usuarios residenciales según su nivel de pobreza y en la cantidad de grupos que haya resultado del punto 7.

9. Ordenar a los grupos resultantes del punto 8 de acuerdo con el valor de su centroide de pobreza. Los grupos con un valor de centroide más cercano a 1 representan a los grupos de usuarios más pobres y los grupos con valor de centroide más cercano a 0 representan a los grupos de usuarios menos pobres.

10. Definir un porcentaje de focalización del subsidio.

11. Determinar la cantidad de grupos de usuarios y a los usuarios que, con mayor nivel de pobreza, ingresen dentro del porcentaje de focalización deseado.

12. En la base de datos del sistema comercial de cada Empresa Eléctrica se debe generar un atributo para cada usuario residencial que indique si es beneficiario o no del subsidio tarifa de la dignidad, dicho atributo se deberá llenar con los resultados de la focalización, según el código de cada cliente, para que así se lo considere como beneficiario o no beneficiario del subsidio en la facturación de energía eléctrica.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La agrupación de usuarios, en base a su ubicación, no constituye, por sí sola, una forma de focalizar el subsidio tarifa de la dignidad debido a que los grupos y la cantidad de grupos que resultan de la agrupación no presentan una relación observable con la pobreza. Por tanto, para focalizar el subsidio tarifa de la dignidad es necesario estructurar una base de datos que permita relacionar la ubicación de los usuarios residenciales con sus características de consumo de energía eléctrica y con sus características socioeconómicas de valoración del suelo e ingresos económicos, para, sobre dicha base de datos, calcular un nivel de pobreza por usuario y así agruparlos según su pobreza; la cantidad de grupos que se requiere para la focalización del subsidio se podría definir evaluando el índice de Davies-Bouldin.

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial a la Escuela Politécnica Nacional por apoyar al desarrollo del presente artículo técnico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ARCONEL, «Agencia de Regulación y Control de Electricidad.» 08 10 2020. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/tarifa-dignidad/>. [Último acceso: 08 10 2020].
- [2] J. Franco y G. Aragón, «Consortio de investigación económico y social.» 20 Octubre 2020. [En línea]. Available: <http://www.cies.org.pe/sites/default/files/files/articulos/economiasociedad/02-franco-aragon.pdf>. [Último acceso: 20 Octubre 2020].
- [3] Bhagwati, Jagdish y Ramaswami, “Domestic Distortions, Tariffs, and the Theory of Optimum

Subsidy,” *Journal of Political Economy*, vol. 71, n° 1, p. 7, 1963.

- [4] J. Franco y G. Aragón, “La focalización es relevante: propuesta de un esquema óptimo de subsidios al consumo eléctrico residencial e impactos sociales de su implementación,” Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico, Lima, 2010.
- [5] E. Gallardo, “Técnicas de clustering aplicadas a la resolución de problemas de optimización combinatoria con restricciones espaciales y temporales, Leganés”: Universidad Carlos III de Madrid, 2018.
- [6] J. González, Métodos de clustering robustos, Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires, 2019.
- [7] D. L. Davies y D. W. Bouldin, “A Cluster Separation Measure,” *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, Vols. 1, n° 2, pp. 224-227, 1979.
- [8] G. C. Cabrera-Celi, E. G. Novoa-Guaman and P. F. Vasquez-Miranda, "Design of secondary circuits of distribution networks using clustering and shortest path algorithms", 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), pp. 1-6, sep. 2017.
- [9] Gobierno Abierto Quito, «Gobierno Abierto Quito,» Municipio Metropolitano de Quito, 10 10 2020. [En línea]. Available: http://gobiernoabierto.quito.gob.ec/?page_id=1122. [Último acceso: 10 10 2020].



Edison Novoa Guamán.- Nació en Quito, Ecuador en 1992. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2015; de Máster en Ingeniería Eléctrica en Distribución de la Escuela Politécnica Nacional en 2021. Sus campos de investigación están relacionados con los sistemas eléctricos de distribución de energía.



Gabriel Salazar Yépez.- Nació en Quito, Ecuador en 1975. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2000; de Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, en 2005. Sus campos de investigación están relacionados con los sistemas eléctricos de generación, transmisión y distribución de energía.



Eliana Buitrón Hernández.- Nació en Carchi, Ecuador en 1992. Recibió su título de Ingeniera Civil de la Escuela Politécnica Nacional en 2017. Sus campos de investigación están relacionados con el análisis estructural, el estudio de comportamiento del suelo, el ensayo de materiales y la georreferenciación.



Gabriel Salazar Pérez.- Nació en Quito, Ecuador en 1997. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2020; es estudiante egresado del Programa de Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes de la Escuela Politécnica Nacional. Sus campos de investigación están relacionados con los sistemas eléctricos de generación, transmisión y distribución de energía.

Diagnosis of the State of Distribution Transformers Through the Frequency Response Analysis Test

Diagnóstico del Estado de Transformadores de Distribución Mediante el Ensayo de Análisis de Respuesta en Frecuencia

 S. Peñafiel¹

 P. Otero¹

 F. Perez¹

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

E-mail: selene.penafiel@epn.edu.ec; patricia.otero@epn.edu.ec; fabian.perez@epn.edu.ec

Abstract

In this document which made an analysis of the SFRA theoretical framework explain the methodology of the test, it uses technical documents about the execution and interpretation of SFRA. Subsequently, three distribution transformers will be diagnosed with the frequency sweep method. An operator, who implement this test, must use measuring equipment with international certifications and should utilize the IEEE C57.149 standard as a guide because SFRA is a relatively new test in the country. Essays like the SFRA, guarantee the detection of minimal damage in the equipment, ensuring a correct diagnostic of the transformer and thus generating scheduled maintenances of times and lower cost.

Index terms— transformer, diagnostic test, SFRA, IEEE C57.149.

Resumen

En este documento se realizará un análisis del marco teórico que rige SFRA y se ilustrará su metodología, a través de documentos técnicos relacionados exclusivamente con la ejecución e interpretación del ensayo. Posteriormente, a través de equipos de medición con certificaciones internacionales y que aseguran el cumplimiento de parámetros detallados en normas IEC e IEEE, se ejecutara el ensayo de diagnóstico en 3 transformadores de distribución, para luego dar paso al diagnóstico de estos equipos, tomando como guía la norma IEEE C57.149. Ensayos como el Análisis de Respuesta en Frecuencia (SFRA), garantizan la detección de mínimos daños en la estructura del equipo, asegurando un correcto diagnóstico del transformador y por ende generando a su vez mantenimientos programados de tiempos y costos menores.

Palabras clave— transformador, ensayo de diagnóstico, SFRA, IEEE C57.149.

Recibido: 24-04-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Peñafiel, S.; Otero, P.; Pérez, F. (2023). “Diagnóstico del Estado de Transformadores de Distribución Mediante el Ensayo de Análisis de Respuesta en Frecuencia”. Revista Técnica “energía”. No. 20, Issue I, Pp. 26-32

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.581>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

SFRA es una prueba no intrusiva y no destructiva que permite determinar la condición mecánica del transformador, haciendo uso de señales de amplio espectro de frecuencia y baja energía [1]; entre los principales factores que pueden alterar la condición del transformador están: golpes o deformaciones que ocurren durante el transporte, fenómenos externos, reubicación, condiciones de operación, entre otros. Este ensayo tiene una alta sensibilidad, capaz de detectar hasta los cambios más sutiles en la estructura del transformador, previniendo así grandes fallas que a largo plazo terminen por comprometer la eficiencia o vida útil del equipo.

La aceptación de SFRA ha crecido en el sector eléctrico en los últimos años gracias a la introducción de diversas normas y folletos técnicos que permiten implementar este ensayo en la industria de forma óptima, y a su vez han sido herramientas que hacen posible una correcta interpretación de los resultados obtenidos en dichas pruebas.

En el año 2004 la República Popular China promulgo la primera norma enfocada en el SFRA, DLT 911-2004 estableció criterios normalizados para la ejecución del ensayo y además presento un algoritmo de análisis de resultados. La norma IEEE C57.149-2012 fue publicada por el comité de transformadores de la Power and Energy Society de IEEE como una guía para la aplicación e interpretación de SFRA en equipos sumergidos en aceite. Otra de las herramientas más empleadas a la hora de realizar ensayos SFRA, es el folleto técnico 342 publicado en el 2008 por el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), en el cual se señalan varios casos prácticos y problemas reales con sus respectivas interpretaciones, este folleto sirvió como base de partida para la publicación de normas IEC e IEEE.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

En señales de baja frecuencia los transformadores son representados con elementos resistivos e inductivos (Ver Fig. 1); una vez se incrementa la frecuencia los efectos capacitivos entre devanados, espiras y cuba se magnificarán, añadiendo al modelo elementos capacitivos; mientras más elementos se consideren dentro del modelo RLC este será más preciso (Ver Fig. 2) [2].

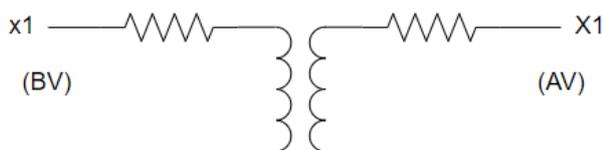


Figura 1: Modelo de Baja Frecuencia de un Transformador Monofásico [2]

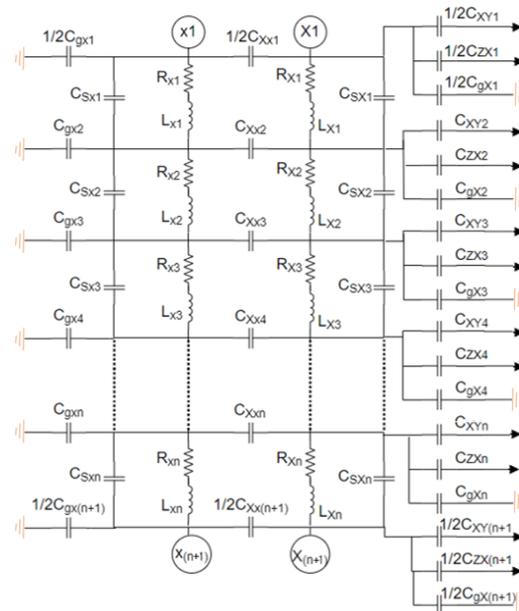


Figura 2: Modelo de Alta Frecuencia de un Transformador Monofásico [2]

Donde los elementos distribuidos del modelo de alta frecuencia son:

- C_{gxn} : Capacitancia entre el devanado de baja y tierra.
- C_{sxn} : Capacitancia entre vueltas sucesivas del devanado.
- C_{xxn} : Capacitancia entre el devanado de alto y bajo voltaje.
- C_{xy_n} , C_{xz_n} : Capacitancia entre el devanado de alto voltaje y las demás fases.
- C_{gx_n} : Capacitancia entre el devanado de alto voltaje y la cuba del transformador.
- R_{xn} : Resistencia de cada sección del conductor.
- L_{xn} : Inductancia de cada sección del conductor.

Al someter al transformador al ensayo SFRA para analizar los cambios que pueda sufrir en su condición mecánica, el modelo equivalente se representará como una impedancia diferente para cada una de las frecuencias, de modo que ante cualquier deformación en la geometría del sistema cambiara el circuito RLC, junto con su respuesta en frecuencia.

Debido a la complejidad del nuevo modelo del transformador ante altas frecuencias, resulta imposible resolver el sistema anterior haciendo uso de métodos convencionales; por esta razón, para efectuar un análisis en frecuencia se considera al transformador como un circuito de dos puertos y se procede a aplicar la teoría de cuádrupolos bajo las siguientes consideraciones [2]:

- Considerar al transformador como un cuádrupolo e identificar sus puertos de entrada y salida (Ver Fig. 3).

- Pasividad: Conformado exclusivamente por componentes pasivos (resistencias, inductancias y capacitancias), sin fuentes o componentes invariantes en el tiempo.
- Bilateralidad: Se obtendrán los mismos resultados sin importar el puerto en el que se aplique la excitación.

Bajo la anterior premisa para llevar a cabo el ensayo SFRA, en el terminal de entrada se aplica un voltaje sinusoidal de amplitud baja y fija, con una frecuencia variable que va generalmente en el rango de 20 Hz a 2 MHz; obteniendo así una función de transferencia T bajo la relación del voltaje medido en el terminal de salida con el inyectado en el puerto de entrada [3].

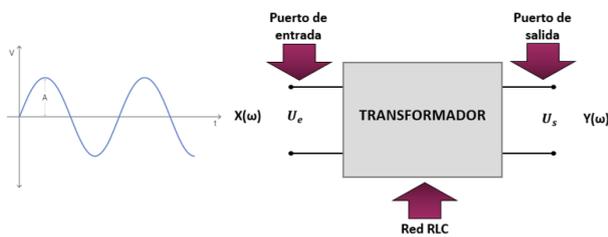


Figura 3: Modelo de Cuadripolo del Transformador Bajo Ensayo SFRA [2]

Función de Transferencia:

$$T = \frac{U_e}{U_s} \quad (1)$$

Al ser T un número complejo por tener voltajes sinusoidales interactuando, este podrá ser representado gráficamente mediante un diagrama de Bode. El ensayo SFRA permite obtener gráficas de magnitud y fase, estas gráficas obedecen a las ecuaciones (3) y (5):

Módulo de la función de transferencia:

$$|T(\omega)| = \left| \frac{U_{e(\omega)}}{U_{s(\omega)}} \right| \quad (2)$$

$$|T(\omega)| = 20 \log_{10} \left| \frac{U_{e(\omega)}}{U_{s(\omega)}} \right| = -20 \log_{10} \left| \frac{U_{s(\omega)}}{U_{e(\omega)}} \right| \quad (3)$$

El cambio de escala que se aplica al módulo a una escala logarítmica de base 10, se realizará con el objetivo de tener una mejor resolución en el eje de las abscisas.

Fase de la función de transferencia:

$$\varphi T(\omega) = \frac{\varphi U_{e(\omega)}}{\varphi U_{s(\omega)}} \quad (4)$$

$$\varphi T(\omega) = \arctg \frac{U_{e(\omega)}}{U_{s(\omega)}} \quad (5)$$

A. Configuraciones de SFRA

Existen diversas configuraciones de SFRA, mismas que permiten obtener resultados en las diferentes bandas de frecuencia, entregando una respuesta más detallada del estado exacto de los equipos de interés. Teniendo en cuenta que el Análisis de Respuesta en Frecuencia brinda información sobre los más mínimos cambios en la estructura del transformador y ha demostrado ser un ensayo que disminuye tiempos de desconexión durante mantenimientos, es necesario tomar tiempo adicional y realizar las cuatro configuraciones descritas a continuación.

1) *Admitancia de Circuito Abierto - Yo*: La configuración de Yo se ejecuta desde el extremo de un devanado a otro extremo, con todos los otros terminales flotando. Este tipo de medición es aplicable tanto a transformadores monofásicos como transformadores trifásicos y se puede clasificar en las siguientes categorías: devanados de bajo voltaje, devanados de alto voltaje, devanados terciarios, devanados serie y devanados comunes (las dos últimas categorías aplican para autotransformadores). La respuesta en baja frecuencia está caracterizada por la impedancia de magnetización del transformador; en consecuencia, el objetivo de esta prueba es determinar los modos de falla que afectan el circuito magnético del transformador.

2) *Admitancia de Cortocircuito - Ycc*: La ejecución de la configuración Ycc se da en dos de los extremos de alto voltaje, en uno de ellos se conecta la fuente de voltaje y el otro extremo sirve de salida, al mismo tiempo el devanado de bajo voltaje del transformador está en cortocircuito. Esta prueba permite recopilar información sobre la impedancia de dispersión a bajas frecuencias, eliminando la influencia del núcleo y por ende la incertidumbre que el magnetismo residual genera en la configuración Yo, gracias a que la influencia de este por debajo de 10 – 20 kHz es imperceptible.

3) *Interdevanado Capacitivo - IC*: La medición de la configuración IC se realiza entre dos devanados eléctricamente aislados, la señal de voltaje se aplica en el extremo de un devanado y su respuesta se mide en el devanado opuesto de la misma fase, con todos los otros terminales flotando. Esta configuración no es aplicable para autotransformadores, IC presenta altas impedancias a bajas frecuencias (< 100 Hz) y una disminución considerable de las mismas (valor absoluto de la impedancia) a medida que aumenta la frecuencia. El aislamiento interdevanado es el factor que más influye a la hora de la toma de mediciones en esta configuración, la señal de salida en IC es generada principalmente por el acoplamiento capacitivo de las capas de los interdevanados.

4) *Interdevanado Inductivo - II*: La configuración II se realiza entre dos devanados de la misma fase; en uno de los terminales del bobinado de alto voltaje se conectará la fuente de frecuencia variable, mientras que su otro extremo se conecta a tierra, así mismo en el bobinado de bajo voltaje uno de sus terminales será usado para medir la señal de salida y el otro extremo deberá estar conectado a tierra; el resto de terminales de los otros bobinados que no sean usados deben permanecer flotando.

B. Relación de SFRA con otras Pruebas

Existen varias pruebas eléctricas a frecuencia industrial capaces de detallar distintos problemas en el transformador; cada una de las configuraciones de SFRA es comparable a una prueba en particular.

Tabla 1: Configuraciones del Ensayo SFRA en su Correspondencia con Distintas Pruebas Eléctricas a Frecuencia Industrial

Ensayo SFRA		Estructura Diagnosticada	Ensayo Semejante
Configuración	Admitancia de Circuito Abierto - Yo	Núcleo y devanados	Corriente de excitación
	Admitancia de Cortocircuito - Ycc	Devanados (Reactancia Xcc)	Reactancia de dispersión
	Interdevanado Capacitivo - IC	Aislamiento interdevanado (Capacitancia)	Capacitancia y tg δ
	Interdevanado Inductivo - II	Relación de espiras (Inductancia)	Relación de transformación

El ensayo SFRA entregara un diagnóstico de transformadores mediante respuestas gráficas, por ello si se requiere, se pueden ejecutar las pruebas equivalentes con el objetivo de recopilar información en valores numéricos sobre las anomalías que el equipo presente.

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados del ensayo para cada uno de los transformadores previamente seleccionados [1][4]. La interpretación de las trazas obtenidas en las diferentes mediciones del ensayo y el diagnóstico de los transformadores, son actividades que se desarrollará tomando como guía la guía de fallos de la norma IEEE C57.149 [3][5].

A. Transformador 1

El primer transformador de distribución que fue sometido al ensayo SFRA es un equipo de la marca TPL S.A.

Tabla 2: Datos de Placa del Transformador TPL S.A.

Marca:	TPL S.A.	Año de Fabricación:	1982
Tipo:	Convencional	Nº Fases:	3

Potencia:	75 kVA	Grupo de Conexión:	Dyn5
Voltaje Primario:	13,2 x 22,8 kV	Voltaje Secundario:	210/121 V
Impedancia:	2,88 %	BIL:	150/30 kV
Frecuencia:	60 Hz	Nº Taps:	5
Refrigeración:	ONAN	Peso Total:	658 kg
Aceite:	Mineral	Volumen del Aceite:	219 l

Dados los resultados obtenidos en las configuraciones Yo y Ycc, las variaciones de las respuestas de SFRA para IC e II no resultan tan relevantes para dar con el diagnóstico del transformador. Los ensayos iniciales muestran fallas solidas en la estructura del equipo, por lo que las variaciones de las curvas en interdevanado capacitivo e inductivo solo confirman dichas fallas

Al observar la Fig. 4 se aprecia claramente, que la fase H2 en la banda de baja frecuencia tiende a tomar un comportamiento propio de la configuración Ycc, esta variación de las respuestas de Yo puede ser atribuida a la eliminación del efecto de la reluctancia del núcleo. Los dos posibles modos de fallo que afectarían las curvas SFRA bajo el criterio antes mencionado son, un posible defecto del núcleo o un cortocircuito entre espiras.

Aparentemente el equipo pudo estar expuesto a una sobrecorriente que genero cortocircuitos entre las láminas de la estructura del núcleo y cortocircuitos entre espiras.

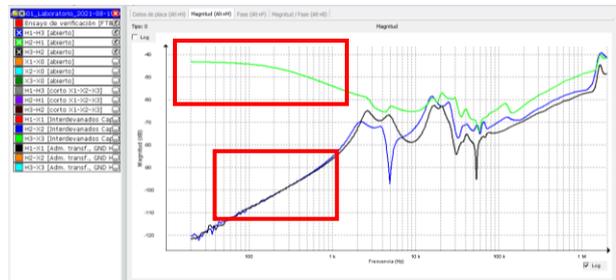


Figura 4: Curvas Magnitud vs Frecuencia de SFRA, Configuración Yo, Conexiones en AV (H1, H2 y H3) – Comportamientos Atípicos de las Trazas

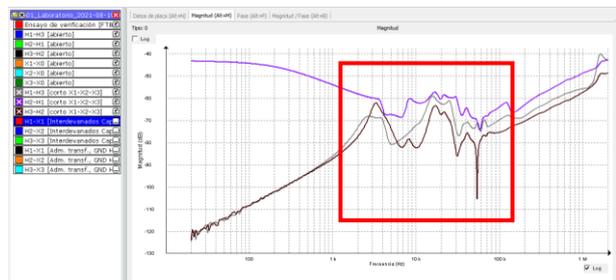


Figura 5: Curvas Magnitud vs Frecuencia de SFRA, Configuración Ycc para H1, H2 y H3 – Comportamientos Atípicos de las Trazas



Otro modo de fallo que podría haber afectado al equipo, es el de devanado en circuito abierto, al observar la Fig. 5 se aprecia como la traza de H3 presenta nuevos puntos de inflexión en las bandas de media y alta frecuencia; así mismo, en la Fig.4 la eliminación de las resonancias de baja frecuencia en las trazas de Y_o comprueban la existencia de dicha falla en el transformador.

B. Transformador 2

El segundo transformador de distribución que fue sometido al ensayo SFRA es un equipo de la marca RVR.

Tabla 3: Datos de Placa del Transformador RVR

Marca:	RVR	Año de Fabricación:	2021
Tipo:	Convencional	Nº Fases:	3
Potencia:	75kVA	Grupo de Conexión:	Dyn5
Voltaje Primario:	22,86 kV	Voltaje Secundario:	220 V
Impedancia:	3,30 % a 85°C	BIL:	125/30 kV
Frecuencia:	60 Hz	Nº Taps:	5
Refrigeración:	ONAN	Peso Total:	460 kg
Aceite:	Mineral	Volumen del Aceite:	155 l

Bajo un análisis basado en el diseño del transformador, las variaciones encontradas en las respuestas de Ycc dejan ver claramente la presencia de una falla en la estructura del equipo (Fig. 6). El desplazamiento de las resonancias en la banda de media frecuencia (pasando posiblemente hasta por desapercibidas al ser tan mínimos) y los puntos de inflexión nuevos en altas frecuencias en la curva de H1, apuntan a la resistencia de contacto como el modo de fallo causante de dichas alteraciones.

La presencia de este tipo de falla en transformadores puede ser atribuido a conexiones flojas, corrosión o acoplamientos de metal que conecten los bujes a los devanados.



Figuras 6: Curvas Magnitud vs Frecuencia de SFRA, Configuración Ycc para H1, H2 y H3 – Comportamientos Atípicos de las Trazas

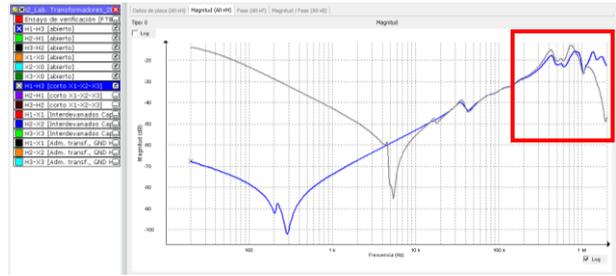


Figura 7: Curvas Magnitud vs Frecuencia de SFRA, Medida de la Fase H1 en Ycc Superpuesta a la Medida de H1 en Yo – Comportamientos Atípicos de las Trazas

C. Transformador 3

El tercer transformador de distribución que fue sometido al ensayo SFRA es un equipo de la marca ECUATRAN.

Tabla 4: Datos de Placa del Transformador ECUATRAN

Marca:	ECUATRAN	Año de Fabricación:	2018
Tipo:	Convencional	Nº Fases:	3
Potencia:	75 kV	Grupo de Conexión:	Dyn5
Voltaje Primario:	22,86 kV	Voltaje Secundario:	220/127 V
Impedancia:	2,9 %	BIL:	150/30 kV
Frecuencia:	60 Hz	Nº Taps:	5
Refrigeración:	ONAN	Peso Total:	528 kg
Aceite:	Mineral	Volumen del Aceite:	180 l

Tres de las cuatro configuraciones de SFRA presentaron alteraciones en su respuesta durante la ejecución del ensayo en este transformador. Al analizar las variaciones existentes entre trazas de cada configuración, se concluyó que, el desplazamiento entre fases en la configuración Ycc, acompañado de los nuevos puntos de inflexión producidos en la banda de media frecuencia, específicamente en la fase H2 (Fig. 8), indicarían un desplazamiento en este devanado.

Es importante mencionar que, al hacer referencia a un desplazamiento del bobinado, se habla de un movimiento general de este o parte de él, sin la presencia de deformaciones en la estructura del núcleo. Este modo de fallo se atribuye a movimientos fuertes durante el transporte o a fuerzas producidas por altas corrientes.



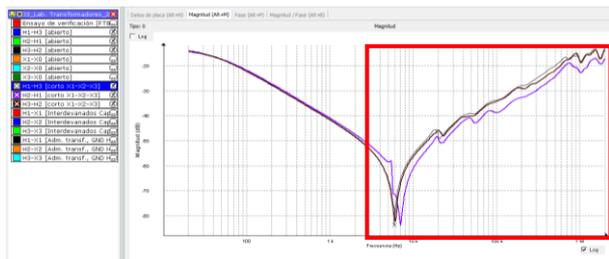


Figura 8: Curvas Magnitud vs Frecuencia de SFRA, Configuración Ycc para H1, H2 y H3 – Comportamientos Atípicos de las Trazas

Si bien la configuración de II no mostró alteraciones en las trazas, un comportamiento lineal en la banda de media frecuencia de H2 en la configuración IC, ratifica la sospecha de la presencia de daños en la estructura del equipo.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para que el transformador pueda ser sometido al ensayo SFRA; es decir, que se inyecte a uno de sus terminales voltajes sinusoidales en un amplio rango de frecuencias, el transformador deberá ser analizado desde el punto de vista de la teoría de cuadripolos. La aplicación de frecuencias variables, específicamente altas frecuencias, obligan al dejar de lado la concepción de diagramas circuitales simples y modelos matemáticos que empleaban exclusivamente elementos pasivos tipo R y L; ahora bajo la inyección de altas frecuencias es necesario ver al transformador como un circuito complejo constituido por varios elementos R, L y C. Que SFRA sea capaz de detectar cambios mecánicos en la estructura del transformador, es posible gracias a que el ensayo descubre alteraciones geométricas en los circuitos RLC, específicamente variaciones en la componente L y C de estos.

La interpretación de resultados de SFRA consiste en la comparación de trazas obtenidas para un mismo equipo o equipos con características similares; los tres métodos empleados en el análisis de resultados van desde, mediciones basadas en la línea de tiempo, en el tipo constructivo y en el diseño. La mayor parte de documentos técnicos relacionados a SFRA hacen alusión a que la mejor metodología de interpretación de resultados es la basada en mediciones en la línea de tiempo, pero mediante la toma de diversas medidas en los tres equipos diagnosticados en este documento, se pudo concluir que las tres metodologías brindan la misma confiabilidad al usuario en cuando al diagnóstico de los equipos. Los verdaderos escenarios que influyen en la interpretación de las trazas serán, la influencia de factores mecánicos, entre otros [6]; y las condiciones de entorno y de los equipos de prueba y medición; antes, durante y después de la ejecución de las pruebas.

La ejecución del ensayo en los transformadores de distribución previamente seleccionados, ratifican la característica de alta sensibilidad de SFRA. Las múltiples mediciones sugeridas por norma para los

transformadores trifásicos, con el grupo vector específico de los mismos, permitieron detectar sutiles o marcadas variaciones en la estructura mecánica de los equipos; muchas veces las pruebas convencionales de diagnóstico a frecuencias industriales no son capaces de detectar pequeñas alteraciones en la estructura del transformador, provocando que las mismas generen fallas e incluso en ocasiones obliguen a retirar a los equipos de la red. Si se determinan pequeñas fallas en el transformador, los eventos programados de mantenimiento pueden servir para corregir dichas anomalías y así asegurar que el transformador funcione de forma óptima durante toda su vida útil.

Al enfocarnos en el año de fabricación de los transformadores, se observa claramente que el rango de tiempo en el que estos equipos de distribución fueron fabricados es amplio, el transformador 1 es un equipo que debió haber salido de la red hace varios años, por lo que no es de sorprender que existan fallas en su condición mecánica. Los transformadores 2 y 3 son equipos con años de fabricación recientes, por ello al encontrar fallas en la estructura de estos transformadores se realiza un gran aporte al sector eléctrico; la detección de fallas en etapas tempranas a la par de mantenimientos programados permitirá prolongar su tiempo de operación en la red.

Generalmente la mayor parte de pruebas de diagnóstico disponibles en el sector eléctrico, se enfocan en medir parámetros que señalen el estado de una o en ocasiones hasta dos estructuras del transformador; el ensayo SFRA brinda la ventaja de analizar todas las estructuras del equipo, permitiendo que los tiempos empleados en tareas de mantenimiento, disminuyan de forma considerable y por ende también se dé una disminución de costos. Aunque en la actualidad no existen guías exclusivas para el análisis de SFRA en transformadores de distribución, en este trabajo de titulación se corrobora el criterio, de que la interpretación de resultados de equipos de distribución puede tomar como guía las normas existentes, considerando que los límites de las respuestas típicas se pueden desplazar como un efecto de las potencias de los transformadores; criterio mantenido para el desarrollo de todos los manuales y normas enfocados en el análisis o desarrollo de SFRA.

Antes de poder iniciar con la ejecución del ensayo SFRA en transformadores de cualquier potencia o nivel de voltaje, es necesario una correcta preparación por parte del operador del equipo de medición. Son varios los factores que el operador debe considerar antes, durante y después de la ejecución de SFRA para obtener respuestas confiables y asegurar el estado del equipo; al mismo tiempo, si el operador a cargo no está familiarizado con las guías de interpretación del ensayo, probablemente el diagnóstico emitido al transformador de interés, no será 100% preciso y se verá la necesidad de respaldar este a través de pruebas de rutina, aumentando los tiempos y costos de mantenimientos.

Factores como el nivel de aceite, la magnetización residual del núcleo, posición del tap del transformador; además de, puntos como una buena puesta tierra, la correcta tensión suministrada a las trenzas del equipo de medición, el calibre y material del cable usado en los cortos, entre otros; son aspectos que deben ser considerados para poder someter al equipo a mediciones en línea base y mediciones de diagnóstico. La comparación de trazas de SFRA se podría ver afectada incluso por una mala identificación del equipo relacionada a los datos de placa del transformador, por ello es importante que el operador identifique de forma correcta al transformador previo a la ejecución del ensayo y además documente todos los datos de relevancia para futuras mediciones al mismo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIGRÉ WG A2.26, Folleto Técnico 342: Evaluación de la Condición Mecánica de los Devanados del Transformador utilizando Análisis de Respuesta en Frecuencia, CIGRÉ, 2008, pp. 10-67.
- [2] Megger, Análisis de la Condición Mecánica de Transformadores de Potencia Mitos y Verdades del Ensayo de SFRA. [Performance]. 2016.
- [3] IEEE Standards Association, IEEE Std C57.149: Guía para la Aplicación e Interpretación del Análisis de Respuesta en Frecuencia para Transformadores Sumergidos en Aceite, Nueva York, 2013, pp. 1-59.
- [4] CIGRÉ WG A2.26, Folleto Técnico 342: Evaluación de la Condición Mecánica de los Devanados del Transformador utilizando Análisis de Respuesta en Frecuencia, CIGRÉ, 2008, pp. 10-67.
- [5] DL - The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China, DL/T 911-2004: Análisis de Respuesta en Frecuencia en la Deformación de Devanados en Transformadores de Potencia, 2004.
- [6] IEEE Standards Association, IEEE Std C57.150: Guía IEEE para el Transporte de Transformadores y Reactores con una clasificación de 10 MVA o superiores, Nueva York, 2013.



Selene Peñañiel.- Nació en Quito, Ecuador. Obtuvo su título en Ingeniería Eléctrica con mención en potencia, en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. Ha desempeñado cargos como Especialista en Diseño de Subestaciones para la contratista internacional Changjiang Institute of Survey Planning Design and Research – CISPDR. En la actualidad desempeña el cargo de Especialista de Diseño de Subestaciones y Especialista en Coordinación de Proyectos en la constructora ecuatoriana SEDEMI S.C.C.



Patricia Otero-Valladares.- Es Ingeniera en Electrónica y Control de la Escuela Politécnica Nacional, tiene una maestría en Ingeniería Eléctrica y una en Administración de Empresas, de la misma institución. Ha desempeñado cargos como: Gerente del Proyecto de Electrificación Rural para Zonas Aisladas del Ecuador, jefe de Transacciones Comerciales de Energía para la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento, Asesora en Energía Renovable y Eficiencia Energética para la Empresa Eléctrica Quito. Actualmente es profesora del Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional.



Fabián Pérez.- Nació en Ambato, Ecuador, se graduó como Ingeniero Eléctrico, en la Escuela Politécnica Nacional, Quito Ecuador en el 2004. En el 2012, obtuvo el título de doctor en la Universidad San Juan, Argentina, mediante una beca que obtuvo de la German Academic Exchange Service (DAAD). En la actualidad es profesor de la Escuela Politécnica Nacional. Su mayor interés son las protecciones de sistemas eléctricos de potencia y el procesamiento de señales.

Study of Energy Performance Indicators (EnPI) of a Basic Hospital in Ecuador

Estudio de Indicadores de Desempeño Energético (IDEn) de un Hospital Básico en el Ecuador

 F.R. Arias¹

 A.S. Freire¹

¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador
E-mail: fernando.arias6251@utc.edu.ec; armando.freire2833@utc.edu.ec

Abstract

The following document presents a systematic process of energy use through an analysis of energy indicators in a health building, where the importance of regular energy consumption profile requirements to establish specific performance indicators in a hospital is affirmed. A basic hospital located in the province of Cotopaxi (Ecuador), with 15 beds, is analyzed, an energy balance is made where electricity is determined as the largest energy carrier with 46,84 %, the electricity tariff is evaluated during the period of the year (2022), managing to identify an annual consumption of 124 030 kWh, also identifies the distributed percentage of electricity in this hospital, with the highest consumption of electric motors with 38%, and lighting with 22 %, based on the analysis carried out, a capacitor bank was implemented to help improve the power factor from 0,87 to 0,95 through simulation with the ETAP software and the replacement of fluorescent lamps with LED technology, optimizing the level of luminosity within the permitted levels through the use of the DIALux software. 69 kWh/year and carbon dioxide emissions of 1 688,43 kg/CO₂/year.

Index terms— Health care buildings, Systematic processes, Energy performance indicators, Carbon dioxide emissions.

Resumen

El siguiente documento presenta un proceso sistemático del uso de la energía a través de un análisis de indicadores energéticos en un edificio sanitario, donde se afirma la importancia de requerimientos de perfiles de consumo energético con regularidad para establecer indicadores de rendimiento específicos en un hospital. Se analiza un hospital básico situado en la provincia de Cotopaxi (Ecuador), dotado de 15 camas, se realiza un balance energético donde se determina a la energía eléctrica como el mayor portador energético con un 46,84 %, la tarifa eléctrica se evalúa durante el periodo del año (2022), logrando identificar un consumo anual de 124 030 kWh, además se identifica el porcentaje distribuido de energía eléctrica en este hospital, siendo el de mayor consumo los motores eléctricos con un 38 %, e iluminación con un 22 %, encontrando indicadores energéticos que permitieron tomar decisiones para efectuar ahorros de energía mediante el análisis de calidad de energía y lumínica, en base al análisis realizado se implementa un banco de capacitores que ayuda a mejorar el factor de potencia de 0,87 a 0,95 mediante simulación con el software ETAP y la sustitución de lámparas fluorescentes por tecnología LED optimizando el nivel de luminosidad dentro de los niveles permitidos mediante el uso del software DIALux, como resultado final se logra una reducción estimada de energía eléctrica anual de 8 807.69 kWh/año y emisiones de dióxido de carbono en 1 688,43 kg/CO₂/año.

Palabras clave— Edificios sanitarios, Procesos sistemáticos, Indicadores de rendimiento energético, Emisiones de dióxido de carbono.

Recibido: 23-04-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Arias, F.; Freire, A. (2023). "Estudio de Indicadores de Desempeño Energético (IDEn) del Suministro Eléctrico de un Hospital Básico en el Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 33-42

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.580>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Analizar el uso de la energía dentro de una unidad hospitalaria es esencial ya que estas áreas demandan de climatización originada por la combustión de petróleo o gas, iluminación producida por la electricidad, vapor causado por la transformación del agua a través de derivados de petróleo [1]. Un proceso no eficiente se traduce en un proceso sin el uso adecuado de la energía, la producción y consumo de energía van a la par causando incrementos constantes de los precios de los servicios, además del deterioro medio ambiental, entonces se ve la importancia de contar con una gestión energética [2].

Definir indicadores de desempeño energético (IDEn) es importante dentro de una organización, siendo un mecanismo clave que permite aseverar resultados eficaces y medibles en el tiempo, bajo conocimientos introducidos en la norma ISO 50 001 [3]. Medir a través de indicadores de desempeño energético permite mejorar el sistema a través de enfoques multidisciplinarios se deben comparar el antes y después, con el objetivo de reducir el consumo energético y la emisión de gases de efecto invernadero [4].

Los edificios hospitalarios deben ser funcionales y de apoyo a las diversas funciones que se llevan a cabo, ya que además de la atención que brindan y el servicio que ofrecen, también son centros educativos y de formación desarrollándose como incubadoras para la investigación y el desarrollo en medicina y ciencias farmacéuticas [5]. Se deben emplear varias técnicas siguiendo actividades como acciones que deban ser llevadas a la práctica del uso eficiente de la energía, como cambios tecnológicos y cambio del comportamiento del usuario del servicio [6].

Se proponen planes de acción que llevados a la práctica se obtienen oportunidades de recuperación de la energía, siendo necesario un estudio del potencial energético que presente una viabilidad técnica y una rentabilidad económica en comparación con las fuentes de energías convencionales [7]. El propósito es construir una metodología de compilación y cuantificación del consumo real de la energía dentro del establecimiento de salud para disminuir el uso de energía y reducir las emisiones de CO₂.

La distribución del documento se basa de la siguiente manera: La teoría que sustenta la investigación se observa en la sección 2, la metodología utilizada se encuentra en la sección 3, la presentación de la propuesta y análisis de resultados en la sección 4, y finalmente las conclusiones y recomendaciones en la sección 5.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

El establecimiento destinado para la atención y asistencia a enfermos objeto de estudio se sitúa en la provincia de Cotopaxi, cantón Salcedo, parroquia San Miguel (Ecuador), cuenta con 15 camas y una superficie aproximada útil de 2 400 m², la infraestructura

hospitalaria fue diseñado y construido en el año 1977 y comienza a funcionar en 1979-07-29 [8]. En las instalaciones laboran un total de 56 personas entre médicos, enfermeros, auxiliares de enfermería, gestores administrativos, personal de farmacia, cocina, lavandería, limpieza, entre otros.

2.1. Descripción del Hospital

El hospital brinda atención en consulta externa, hospitalización y emergencia en especialidades básicas como medicina interna, ginecología, pediatría y cirugía, además del servicio de laboratorio y rayos x, farmacia, entre otros. En la Fig. 1 muestra un gráfico con la estructura del edificio.



Figura 1: Instalaciones del Hospital Yerovi Mackuart

Las paredes del edificio están formadas por medio pie de ladrillo macizo, el tejado está cubierto por Eternit e incluye aislamiento térmico a través de tumbado tipo aluminio, la planta baja está aislada bajo estructura de suelo. Los marcos de ventana son de aluminio, el espesor medio de los perfiles de aluminio es de 1,50 mm tienen un vidrio exterior de 6mm.

2.2. Estado del Arte

De estudios con relación a indicadores energéticos en hospitales se afirma lo siguiente:

Un estudio llevado a cabo en un país australiano, donde define, analiza y evalúa indicadores energéticos, concluyen que la energía utilizada en hospitales varía dependiendo de fuentes y tecnologías accesibles [9].

En el país de China se efectuó encuestas a sus colaboradores concluyendo que se debe implementar diferentes niveles de herramientas políticas para diversos actores involucrados [10].

En [11] destacan acciones de ahorro de energía sostenible y afirman que al llevar a la ejecución el proyecto requiere de un tiempo prolongado y no aceptable de la interrupción de los servicios.

La importancia de la supervisión energética en los hospitales marroquíes está destinado a mejorar la energía y los indicadores de desempeño energético, además de la

elaboración de buenas prácticas, sugieren la oportunidad para crear indicadores energéticos sobre atención en salud actualizada de acuerdo al tipo de actividad que se lleve a cabo en el hospital [12].

Para la gestión energética en el sector salud de Colombia, tiene un enfoque de desarrollo limpio y sostenible en instituciones de servicios de salud, el estudio se enfoca en el consumo energético está concentrado en la climatización e iluminación y expone la importancia de identificar cargas con mayor consumo energético [13].

El análisis de un hospital en el Ecuador, define oportunidades de ahorro y propone un sistema de gestión de la energía para mejorar los procesos [14], además afirman que la utilización de tecnología antigua hace que consuma más energéticos, procediendo a proponer cambios tecnológicos [15].

2.3. Procesos de una Planificación Energética

Las metodologías utilizadas para la planificación energética es: Diagnóstico de desempeño energético, la línea base energética, indicadores de desempeño energético, además de objetivos, metas y planes de acción [16], [17], [18].

El diagnóstico de desempeño energético es un proceso sistemático que accede identificar el consumo energético de una edificación, se evalúa mediante PHVA (Planificar-Hacer-Verificar-Actuar) de un SGEN (Sistema de gestión energética), al ejecutar una evaluación de consumos energéticos se obtiene una línea base, para esto requiere de la aplicación de tres términos: la medición, el seguimiento y el análisis. La línea base energética (LBE) es una referencia cuantitativa que provee la base en comparación con el desempeño energético, son fundamentales ya que permiten medir su desempeño energético y demostrar su mejora en el tiempo, se determina al comparar el desempeño en un periodo dado con la línea base energética e indica el estado del desempeño energético antes de realizar acciones de mejora.

Los indicadores de desempeño energético (IDEn) son unidad de desempeño energético definida por la organización que permiten el control y monitoreo de procesos en los que se evalúa el desempeño, y determinan si se ha logrado un ahorro real objetivo, se emplean para visualizar resultados en el desempeño energético con relación a lo deseado, comparándose con la línea base energética [16], [18], [19].

En la tabla 1 se detallan algunos indicadores energéticos utilizados en edificios hospitalarios.

Tabla 1: Indicadores de Rendimiento Energético Utilizado en Edificios Hospitalarios [7], [20]

Índice	Descripción	Unidades	Evaluación
Intensidad del uso de la energía.	Energía anual utilizada en el edificio.	$\frac{kWh}{m^2 \text{ año}}$	Relación entre el consumo de la energía de un edificio y la superficie neta del edificio.
Intensidad energética de los edificios.	Energía anual de consumo sobre el tamaño de un edificio.	$\frac{kWh}{m^2 \text{ año}}$	Método de cálculo simple de una ratio entre la energía anual.
Demanda anual de energía por cama ocupada.	Energía anual de consumo sobre camas ocupadas.	$\frac{kWh}{cama}$	Relación de entre el consumo de energía utilizada para el área de hospitalización y número de camas utilizadas.
Demanda anual de energía por número de altas hospitalarias.	Energía anual de consumo sobre altas hospitalarias.	$\frac{kWh}{\text{número altas hora}}$	Relación de entre el consumo de energía utilizada para el área de hospitalización y número de altas hospitalarias.

3. METODOLOGÍA

Se realiza un balance energético del hospital caso de estudio, se determina el comportamiento del uso de la energía eléctrica en los últimos tres años, mediante un análisis del consumo de la tarifa eléctrica en el año 2022 se estima el consumo anual en función de las horas de su funcionamiento, se realiza mediciones específicas de los circuitos eléctricos para diferenciar los consumos eléctricos correspondientes a cada tablero de distribución, se idéntica indicadores energéticos agregados y desagregados para determinar las áreas prioritarias en las que se deben aplicar mejoras de ahorro y eficiencia energética, se utiliza un analizador de redes fijo Fluke 1 748, pinza amperimétrica 376 FC y luxómetro, equipos que permiten conocer los valores de consumo de energía eléctrica y niveles de iluminación en lúmenes.

Para la ventilación y climatización se identifica por medio de deterioros por los años que lleva la construcción, debido a factores como consecuencia de las variaciones climatológicas el territorio se encuentra influenciado por su propia geografía y no varía con la altitud y la región.



3.1. Estadística Energética

El gasto y representación porcentual por portador energético se determina al consumo de energía eléctrica como mayor portador energético con un 46,84 %, utilizado para diferentes aplicaciones en la industria, seguido el oxígeno con un 36,90 % utilizado en pacientes ventilados, GLP (Gas licuado de petróleo) con un 12,80 % utilizado para la cocción de alimentos y calentamiento de agua, diésel con un 1,80 % utilizado en la generación de energía eléctrica y finalmente la gasolina con un 1,70 %, (ver Fig. 2).

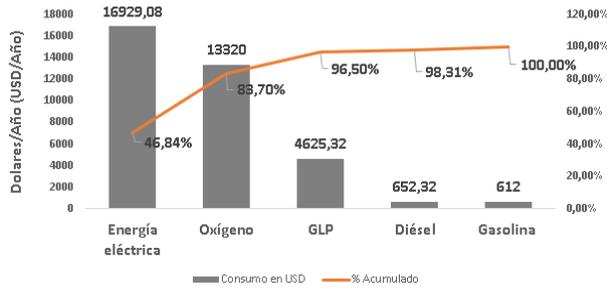


Figura 2: Representación Porcentual de Portadores Energéticos

Entre los años 2020 y 2022 el consumo de energía eléctrica fue mayor en el año 2020 debido a la pandemia del COVID 19, en el año 2021 tiende a una baja de 9,66 % y en el año 2022 con respecto al año 2021 tiende a un crecimiento de 5,48 % (ver Fig. 3).

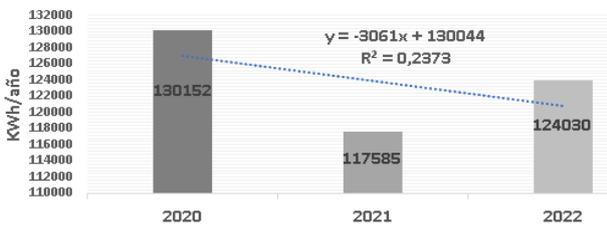


Figura 3: Historial de Consumo Eléctrico del Hospital en el Periodo 2020-2022

El suministro eléctrico procede de la red de la empresa eléctrica Elepco S.A. a medio voltaje de 13 800 V a 220 V mediante un transformador trifásico instalado en cámara en el interior del edificio. El transformador es de marca INATRA de 75 kVA es el que abastece a toda la carga total del hospital, de los terminales del transformador parte en bajo voltaje al tablero general y de ahí se deriva al tablero de transferencia automático en conjunto con la acometida del generador 152 kVA que alimenta para casos de emergencia, del tablero de transferencia sale una acometida al tablero general, de este tablero se distribuyen la alimentación a cargas generales del hospital, además del tablero general alimenta a un tablero de transferencia automático que ingresa a la acometida de un generador de 20 kVA exclusivo para el banco de vacunas para casos de emergencia.

Del tablero de distribución principal parte a sub tableros que alimentan el sistema de fuerza normal,

regulada, iluminación y aire acondicionado, las acometidas a los sub tableros son trifásicos 4 hilos, se comprende el sistema a bajo voltaje desde los terminales del transformador hasta el uso final de la energía, y operan a un voltaje de 220/127 V, consideraciones técnicas que fueron destinadas para servicios de la salud.

El departamento de mantenimiento eléctrico del hospital recopiló mensualmente datos del consumo de electricidad a partir de datos de facturas emitidas por la distribuidora, se analiza los datos para comparar y comprobar que el precio sea el pactado en el contrato, el precio fluctuó en función del valor de la energía mediante pliego tarifario 0,06 USD/kWh. Además, se evaluó el consumo eléctrico mediante información de 12 meses con respecto al servicio brindado, el promedio mensual de consumo eléctrico en el año 2022 es de 10 335,83 kWh, con un consumo anual de 124 030 kWh y una potencia máxima de 42 kW determinado por la distribuidora, cancelado un valor total por el servicio anual de USD 10 149,97 (ver Fig. 4).

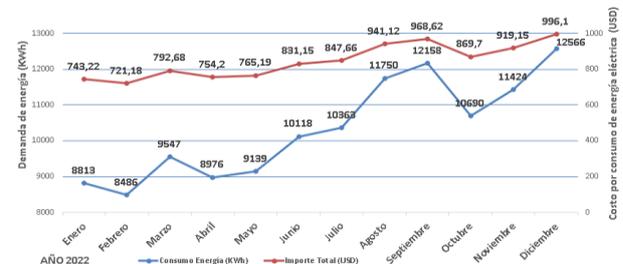


Figura 4: Consumo y Costo Anual de Energía Eléctrica año 2022

A través de la estimación de la demanda se determina los porcentajes de distribución de consumo eléctrico, donde se identifica que el de mayor consumo son los motores eléctricos con un 38 %, seguido por la iluminación con un 21 %, entre otros (ver Fig. 5). También se establece la distribución de consumo por áreas de servicio con un 6,68 % consulta externa, un 0,90 % triaje respiratorio, un 8,47 % quirófano, un 5,90 % sala de partos, un 3,91% emergencia, un 3,30 % laboratorio, un 1,14 % imagenología, un 30,32 % lavandería, un 4,25% cocina, un 1,59 % ECU 911, un 2,53 % residencia médica, un 8,40 % iluminación externa, un 6,25% cuarto de máquinas, un 12,79 % área administrativa y un 3,52 % banco de vacunas.

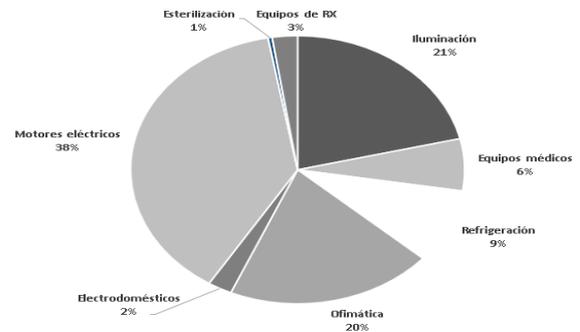


Figura 5: Porcentajes de Utilización de la Energía Total Consumida



3.2. Identificación de Indicadores de Desempeño Energéticos (IDEn)

Para la identificación de indicadores de desempeño energético (IDEn), el proceso para la construcción de la línea base se establece mediante estrategias utilizadas en el estado del arte [7], [20], [21].

Para un hospital de 15 camas y un valor de consumo anual de energía eléctrica de 124,03 MWh.

Mediante el indicador específico agregado de energía anual, cuantifica la energía utilizada al año en (MWh) por cantidad de camas en dicho hospital (número de camas), como indica en (1).

$$\frac{E_E}{\text{camas/año}} = \frac{(MWh)}{(\text{camas/año})} \quad (1)$$

$$\frac{E_E}{\text{camas/año}} = \frac{124,03 \text{ MWh}}{15 \text{ camas/año}} = 8,27 \text{ MWh/cama/año}$$

A través de la correlación del consumo de la energía mensual (kWh) y el porcentaje ocupacional en la estancia (camas/mes), (ver Fig. 6).

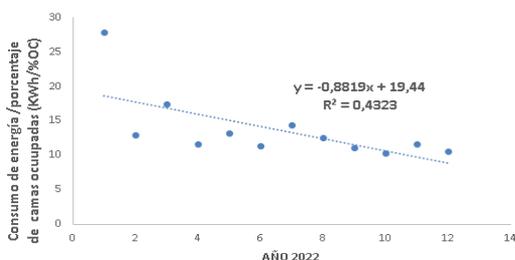


Figura 6: Relación del Consumo de la Demanda con el Porcentaje de Camas Ocupadas/mes

Para hallar otro indicador energético hospitalario en el suministro eléctrico, se establece el consumo de la energía mensual (kWh) por metro cuadrado (m²) para una aproximación de 2 400 m² (ver Fig. 7).

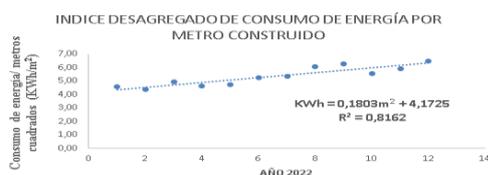


Figura 7: Indicador Energético Consumo de Energía Mensual por Metro Cuadrado/mes

Para el área de lavandería la línea base establece la correlación de consumo de la energía mensual (kWh) y los kilogramos ropa lavada mes (kg rl/mes), (ver Fig. 8).

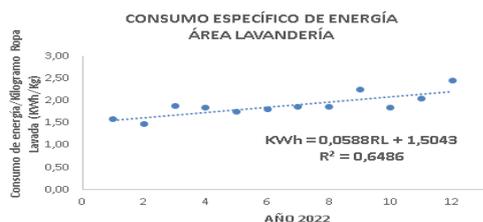


Figura 8: Indicador Energético Específico, Consumo de Energía por Kilogramo Ropa Lavada/mes

La descripción del índice de la densidad de potencia eléctrica de alumbrado relaciona la potencia instalada de alumbrado (W), con el valor de la superficie construida (m²), y establece que mediante el tipo de edificio la evaluación de la DPEA no debe superar el valor de 14 W/m², para hospitales, sanatorios y clínicas (ver Fig. 9).

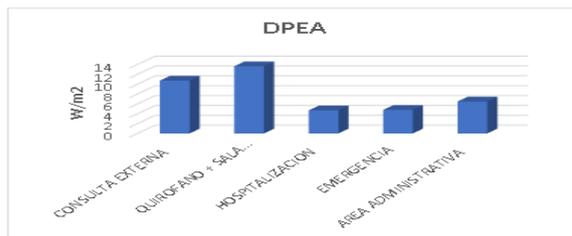


Figura 9: Índice de Densidad de Potencia Eléctrica de Alumbrado (DPEA)

3.2.1. Análisis

En la Fig. 7 y 8 se determina los índices desagregados de acuerdo a las áreas de mayor consumo, el coeficiente de determinación R² indica la relación de la variable dependiente (consumo eléctrico), y de las variables independientes (porcentaje de ocupación de camas, metros cuadrados, kilogramo ropa lavada), además de presentar pérdidas no asociadas debido a la ineficiencia del sistema eléctrico.

En la Fig. 9 se presenta la evaluación del índice de densidad de potencia eléctrica de alumbrado (DPEA), se puede afirmar que se encuentra dentro del requerimiento de la norma establecida NOM-007-ENER-2014, bajo el valor de 14 (W/m²) como especifica la normativa.

3.3. Calidad de Energía Eléctrica

El desarrollo de la metodología propuesta para el estudio de la calidad de energía es mediante el uso del analizador de redes marca Fluke modelo 1 748 con número de serie del instrumento 4 546 480, equipo de medición utilizado para la obtención de parámetros eléctricos, el procedimiento se realiza con la instalación del equipo en el lado de bajo voltaje del transformador como el punto de común acoplamiento (PCC).

Se determino los datos como niveles de voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, armónicos de voltaje, armónicos de corriente y flickers en un periodo de registro de 7 días continuos y con toma de muestra en intervalos de 10 minutos desde el 27 julio a las 9:20 a.m. hasta al 3 de agosto a las 9:20 a.m. del año 2022.

En la tabla 2 se observa los resultados del estudio de calidad de energía y la aplicación de la regulación ecuatoriana ARCERNNR – 002/20, [22].

Tabla 2: Resultados del Estudio de Calidad de Energía

PARÁMETROS ANALIZADOS	PROM.	MÁX.	MÍN.	ARCENL 002/20
Voltaje fase A	125,6	128,6	122,13	Si cumple
Voltaje fase B	126	128,9	122,77	Si cumple
Voltaje fase C	125,9	129	122,18	Si cumple



Desbalance de voltaje	0,26			Si cumple
Corriente fase A	48,03	140,6	19,57	N/A
Corriente fase B	45,34	80,36	14,99	N/A
Corriente fase C	39,95	99,69	16,55	N/A
Desbalance de corriente	0,25			N/A
Factor de potencia total	0,87	0,98	0,46	No cumple
Distorsión de armónico de voltaje fase A	1,25	4,83	0,4	Si cumple
Distorsión de armónico de voltaje fase B	1,14	5,5	0,42	Si cumple
Distorsión de armónico de voltaje fase C	1,3	6,23	0,46	Si cumple
Distorsión de armónico de corriente fase A	19,02	48,09	5,17	No cumple
Distorsión de armónico de corriente fase B	20,51	62,07	5,77	No cumple
Distorsión de armónico de corriente fase C	34,32	76,15	5,95	No cumple
Flicker corta duración fase A	0,33	1,96	0,06	Si cumple
Flicker corta duración fase B	0,33	1,69	0,04	Si cumple
Flicker corta duración fase C	0,36	2,31	0,05	Si cumple

Los resultados de la tabla 2 muestran los parámetros que cumplieron la regulación ARCERNR 002/20 (si cumple), mientras las que no cumplen (resaltado de color tomate) se debe a la presencia del más del 5 % de distorsión de la demanda total (TDD) con un valor promedio de 24,62 %, debido a la presencia de carga capacitiva generada por las luminarias en el periodo de la noche, además de cargas monofásicas causantes de generar la tercera armónica, motores y bombas eléctricas que generan la quinta armónica con mayor presencia en la fase C, además causando un bajo factor de potencia promedio del 0,87 que debe ser compensado por banco de capacitores para mejorar a un valor superior del 0,92 exigido por la regulación.

3.4. Diagnóstico del Sistema de Iluminación

El sistema de iluminación representa un gran porcentaje del consumo energético, es por ello que se determina la cantidad y tipo de lámparas existentes por área de servicio del Hospital Yerovi Mackuart, y la utilización de energía para el sistema lumínico.

Para el desarrollo del sistema lumínico en el hospital Yerovi Mackuart, se aplica las normativas UNE-EN 12464-1 y Decreto Ejecutivo 2393, donde se identifica niveles de iluminación mínima que se deben cumplir por área asignada de trabajo [23], [24].

Los pasos a seguir in sitio fueron: encender las lámparas con antelación, se espera 20 minutos después de encendido, se verifica si influye luz natural, la medición se realiza tanto en el día como en la noche, se efectuó 3 mediciones en cada punto o zona determinada.

Para la distribución del sistema de iluminación se contabiliza 174 lámparas, se verifica el tipo de lámpara, además se toma en cuenta el color de pintura para evitar la reflectancia, identificando el color blanco hueso en todo el establecimiento. Para la medición de campo se utiliza el luxómetro modelo 20250-00, por ser un equipo que permite las mediciones precisas, y para su utilización se sigue los pasos de la normativa NOM-025-STPS-2008 [25], en el gráfico de la Fig. 10 se puede apreciar los resultados obtenidos a través de la medición del nivel de iluminación in situ.



Figura 10: Medición en Lúmenes (LX) por Área de Servicio HBYM

El estudio de iluminación efectuado en el hospital se lo realizó en las áreas de servicio directo al paciente como consulta externa, hospitalización, emergencia y quirófano, los resultados arrojados demostraron que en la mayoría de áreas no cumple con el nivel establecido en la normativa internacional UNE-EN 12464-1.

4. ANALISIS DE RESULTADOS

4.1. Compensación Reactiva

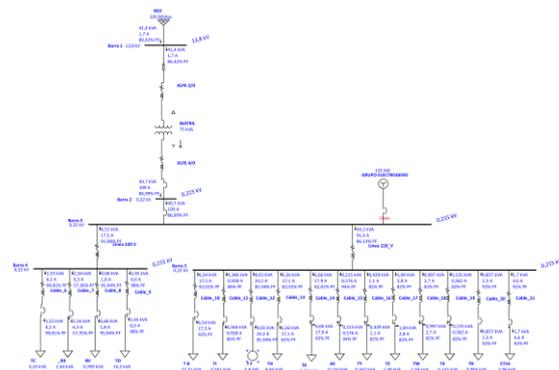


Figura 91: Simulación de Flujo de Potencia del HBYM

En base al estudio de calidad de energía ejecutado, se realiza una simulación de flujo de potencia en estado estable por medio del software ETAP (ver Fig. 11), mediante el cual se utiliza para el análisis de compensación reactiva y mitigación de distorsión armónica de corriente generada por el hospital de manera de cumplir la normativa regulatoria del Ecuador ARCERNR 002/20.



4.1.1. Corrección del bajo factor de potencia

La corrección del bajo factor de potencia se realiza mediante la ecuación (2), donde P es la potencia activa y Q_C es la potencia reactiva de compensación necesaria para mejorar el factor de potencia inicial $\phi 1$ de 0,87 a un valor $\phi 2$ del 0,95 para una potencia máxima obtenida de 36,79 kW.

$$Q_C = P * (\tan(\phi 1) - \tan(\phi 2)) \quad (2)$$

$$Q_C = 36,79(\tan(\cos^{-1}(0,87)) - \tan(\cos^{-1}(0,95)))$$

$$Q_C = 8,44 \text{ kVAr}$$

Para el cálculo del capacitor por fase se utiliza la ecuación (3), donde V es el voltaje de fase, f es la frecuencia y C es el valor del capacitor:

$$C = \frac{Q_C/3}{2\pi f(V)^2} \quad (3)$$

$$C = \frac{8,44 \text{ kVAr}/3}{2\pi * 60(127 \text{ V})^2}$$

$$C = 463 \mu\text{F}$$

La reactancia del condensador (X_C) está dado por la ecuación (4), donde kV es el voltaje de fase en kilovoltios:

$$X_C = \frac{kV^2}{Q_C} \quad (4)$$

$$X_C = \frac{(0,127 \text{ kV})^2}{8,44 \text{ kVAr}}$$

$$X_C = 5,72 \Omega$$

La reactancia del reactor (X_L) está dado por la ecuación (5), donde h_s es el orden armónico de sintonización:

$$X_L = \frac{X_C}{h_s^2} \quad (5)$$

$$X_L = \frac{5,72}{(4,9)^2}$$

$$X_L = 0,24 \Omega$$

La resistencia del reactor (X_R) dado por la ecuación (6):

$$X_R = \sqrt{X_C * X_L} \quad (6)$$

$$X_R = \sqrt{5,72 * 0,24}$$

$$X_R = 1,17 \Omega$$

Aplicando un factor de calidad de 100 se obtiene un valor de resistencia (R) mediante la ecuación (7):

$$R = \frac{X_R}{Q} \quad (7)$$

$$R = \frac{1,17}{100}$$

$$R = 0,012 \Omega$$

En la tabla 3 se observa el resultado del filtro pasivo sintonizado al quinto orden armónico, estos valores sirven para el diseño y simulación en el software ETAP.

Tabla 3: Valores de Filtro Pasivo Sintonizado a la Quinta Armónica

Filtro pasivo	Qc (kVAr)	Q	Xc	hs	XL	XR	R (mΩ)
	8,44	100	5,72	4,90	0,24	1,20	12,00

4.1.2. Diseño de compensación por filtro pasivo

Debido al alto contenido de armónico total de corriente mayor al 8 % por parte de la presencia del armónico 3 y 5 que no cumple la regulación vigente ARCERNNR 002/20 se implementa una compensación reactiva sintonizado a los armónicos presentes de manera que no entren en resonancia.

Los armónicos de orden homopolar no pasan por la conexión en delta del lado de alta del transformador y el armónico de quinto orden si está presente y no cumple con la regulación vigente, en vista que el problema del tercer orden armónico en el lado de baja o PCC analizado, la solución es el balance de cargas y el mejoramiento de puesta a tierra de las cargas debido a la presencia de corrientes en el neutro.

Para la sintonización de la quinta armónica se realiza mediante la implementación de un filtro pasivo mediante el software ETAP, de esta manera evitamos la resonancia y compensamos la potencia reactiva necesaria para mejorar el factor de potencia a 0,95.

Como resultado a la implementación de un filtro pasivo de 8,46 kVAr obtenido por el diseño del software ETAP equivalente al calculado anteriormente, los valores de armónicos en porcentajes se encuentran por debajo del 7 % cumpliendo la regulación ARCERNNR 002/20, de igual manera el contenido de armónico total de corriente se encuentra en un valor de 6,18 % cumpliendo ser menor al 8 % permitido por la normativa para esta red eléctrica.

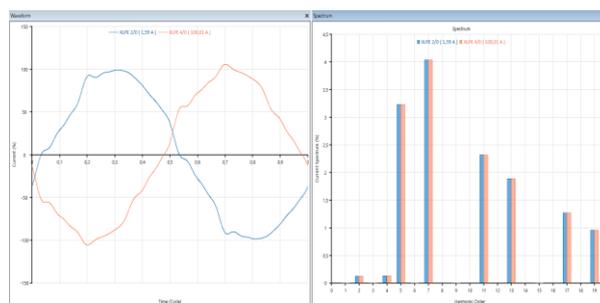


Figura 12: Comparación de Armónicos Presentes en el Lado de Baja (color tomate) y Lado de Alta (color azul) del Transformador del Hospital Yerovi Mackuart con la Implementación del Filtro Pasivo

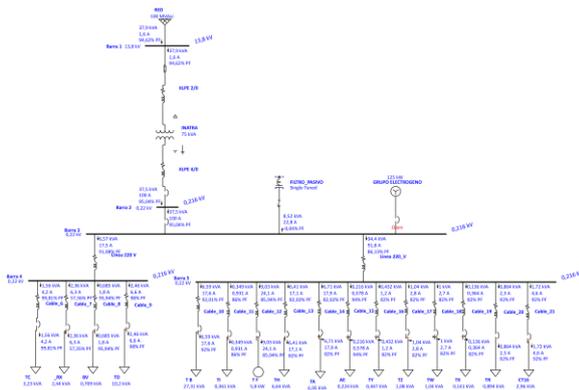


Figura 13: Simulación de Flujo de Potencia del HBVM con la Implementación del Filtro Pasivo

Se observa el flujo de potencia en el estudio del hospital Yerovi Mackuart que con la implementación del filtro pasivo mejora el factor de potencia de un valor de 0,87 a un 0,95 para cumplir la regulación ARCERNR 002/20 de un valor mayor al 0,92.

4.1.3. Ahorro de energía mediante la compensación reactiva

Mediante la implementación del filtro pasivo para la compensación reactiva en el alimentador principal a 220 V del hospital de un consumo de potencia reactiva de 20,10 kVAr a un 11,70 kVAr, representa casi a la mitad de energía desperdiciada en la componente reactiva que consume el hospital, representando a un valor económico de la energía, donde se muestra un ahorro de energía mediante la implementación de un filtro pasivo para la compensación reactiva.

La estimación de energía ahorrada mediante la implementación del filtro pasivo es mensualmente de 300 kWh que representa a 20 USD y un ahorro anual de 240 USD al año.

4.2. Sistema de Iluminación

Para la modelación del sistema de iluminación se utiliza el software DIALux.

Con el objetivo de mejorar los índices de eficiencia energética se propone una alternativa al Hospital Yerovi Mackuart, la cual consiste en el cambio de lámparas fluorescentes por lámparas de mejor calidad y rendimiento prolongado como son las lámparas LED. Estas lámparas se sugieren colocar en las áreas determinadas donde se ha identificado 88 lámparas fluorescentes con balastro, donde las mediciones de lúmenes no cumplen con lo propuesto en la normativa y para las áreas determinadas donde cumple con la normativa se propone realizar un mantenimiento preventivo.

Se emplea un total de 88 luminarias LED para el diseño del sistema de iluminación, con una eficiencia luminosa desde 3 350 lm/W hasta 8 570 lm/W, el sistema

planteado para el cambio de luminarias cumple los parámetros establecidos producto del adecuado diseño del ambiente visual, de esta manera mejora las actividades diarias y cumple con un confort visual adecuado.

4.2.1. Distribución de energía en la iluminación

En el reconocimiento de escenarios de iluminación a través de la verificación del número y distribución de las luminarias en el establecimiento de salud se contabiliza 174 lámparas, mediante evaluación lumínica y confirmación con la simulación en DIALux se detectó 88 lámparas que pertenece al 50,57 % del total de las luminarias con bajos niveles de iluminación, en la Fig. 14 se observa la distribución de energía en el hospital, en el uso de la energía por concepto de iluminación.

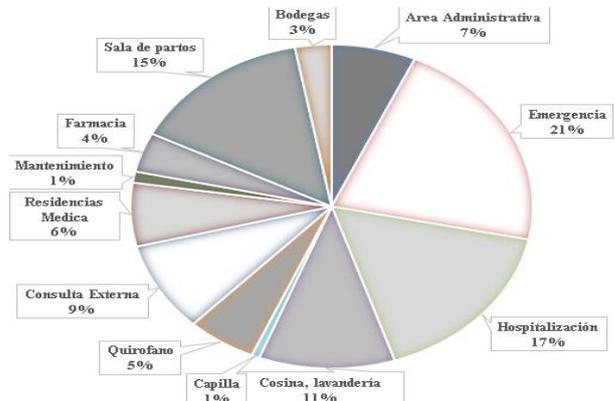


Figura14: Porcentaje Relativo por Área de Trabajo en el Sistema de Iluminación Actual

4.2.2. Ahorro energético en iluminación

El cambio de lámparas fluorescentes a LED permite un ahorro energético estimado de 5 207,69 kWh/año, en la Fig. 15 se observa el porcentaje de ahorro energético anual en iluminación y se alcanza un porcentaje de 19,74 % con el cambio de lámparas fluorescentes a lámparas LED.

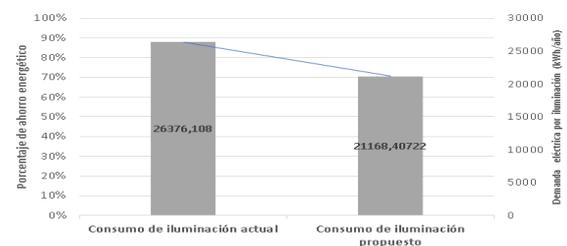


Figura 15: Porcentaje de Ahorro Energético por Iluminación

4.3. Ahorro Energético Anual Global

El ahorro anual por la implementación del banco de capacitores y cambio de lámparas en luminarias alcanzo un valor estimado total de 8 807,70 kWh, por el valor de 0,06 USD del costo por kWh consumida mediante pliego tarifario asciende a un ahorro económico anual de 572,50 USD.



4.4. Evaluación de Indicadores Energéticos

Con los resultados obtenidos se evalúa los indicadores energéticos realizando la comparación de los (IDEn) con el primer indicador global evaluado anteriormente con la ecuación (1).

Para un hospital de 15 camas con un valor de consumo anual de energía eléctrica propuesto 115 222 kWh/año.

$$\frac{E_E}{\text{camas/año}} = \frac{115,22 \text{ MWh}}{15 \text{ camas/año}} = 7,68 \frac{\text{MWh}}{\text{camas/año}}$$

En este caso se puede ver la diferencia ya que disminuye el consumo de energía anual de 8,26 (MWh/cama) /año a un valor de 7,68(MWh/camas/año).

El indicador de eficiencia energética establece la relación del costo de la energía anual ahorrada (USD) y la energía anual ahorrada al año (kWh).

$$\frac{572,50 \text{ USD}}{8\,807,70 \text{ kWh/año}} = 0,06 \text{ USD/kWh/año}$$

El indicador de emisiones evitadas de dióxido de carbono (CO₂), se evalúa las emisiones evitadas mediante propuesta logrando reducir 8 807,69 kWh/año y 1 688,43 kg/CO₂/año.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El estudio de indicadores energéticos permitió evaluar tanto de forma agregada como desagregada, además de definir el orden de criterios de evaluación e identificar indicadores de consumo específico de energía, la eficiencia energética alcanzo un valor de 0,065(USD/(kWh/año)) y la emisión de gases efecto invernadero alcanzo un valor de 1 688,43 kg/ CO₂/año.

Mediante el análisis de flujo de potencia implementado se realiza la compensación reactiva de la carga debido al bajo factor de potencia que se encuentra en 0,87 por debajo del límite exigido por la regulación ARCERNR 002/20, al realizar el estudio de armónicos, se procede a realizar un balance de cargas para disminuir la generación del tercer armónico, de tal manera de compensar el bajo factor de potencia sintonizando a la quinta armónica predominante mayor al 10 % de THDi, el proceso se realiza mediante el software ETAP para visualizar el comportamiento de la implementación de un filtro pasivo, como resultado el factor de potencia sube a 0,95 y el valor de la demanda aparente baja a 37,5 kVA con un THDi de 6,18 % que se encuentra por debajo del 8 % exigido por la normativa.

Al sustituir lámparas fluorescentes por lámparas LED con niveles lumínicos acorde a la normativa UNE-EN 12464-1 de eficiencia energética con potencia de 24 W, se disminuyó el consumo eléctrico y mejoro el nivel de luminosidad dentro de los valores permitidos, reduciendo el consumo energético estimado en 5 207,69 kWh/año.

Se debe implementar un balance de todas las cargas conectadas a los tableros principales y subtableros de derivación, debido al alto desbalance existente en sus tres fases, esto ocasiona que se genere armónicos del tercer orden al tener cargas monofásicas conectadas, además se debe realizar un mejoramiento de las puestas a tierras, debido a un alto valor de corriente que circula por el neutro del transformador.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] K. Gauer, N. Serrano, A. Zamorano, R. R. Dise, and R. Santiago, "Eficiencia energética en hospitales públicos". 2009.
- [2] T. E. Management, "La gestión energética y su impacto en el sector industrial de la provincia de Villa Clara,Cuba," Facultad de ingeniería mecanica, pp. 11–23, Septiembre 2013.
- [3] M. Z. Yilmazoglu, "Decreasing energy consumption and carbon footprint in a school building: a comparative study on energy audits", Int. J. Global Warming, Vol. 13, No. 2, pp.237–257, 2017.
- [4] A. M. Papadopoulos, "Energy Efficiency in Hospitals: Historical Development, Trends and Perspectives," pp. 217–233, 2016.
- [5] C. Jean, D. Ángel, and A. Jaime, "Nuevas Estrategias para un Plan de Uso Eficiente de la Energía Eléctrica", Ciencia, docencia y tecnología vol. 28, pp. 75–99, 2017.
- [6] K. Gauer, N. Serrano, A. Zamorano, R. R. Dise, and R. Santiago, Eficiencia energética en hospitales públicos. Santiago de Chile, Septiembre 2009.
- [7] J. Aunión-villa and M. Gómez-chaparro, "Study of the energy intensity by built areas in a medium-sized Spanish hospital," Energy efficiency, 2021.
- [8] J.Campaña and W. Chicaiza "Análisis e implementación de un sistema cliente/ servidor para la automatización de historias clínicas del hospital Yerovi Mackuart del área de salud n-º 3 salcedo, utilizando las herramientas open source", Universidad Técnica de Cotopaxi , Latacunga, 2011.
- [9] A. Liu, W. Miller, G. Crompton, and Y. Ma, "Principles to define energy key performance indicators for the healthcare sector," Proc. - 2020 Int. Conf. Smart Grids Energy Syst. SGES 2020, pp. 898–903, 2020.
- [10] T. Wang, X. Li, P. Liao, and D. Fang, "Building energy efficiency for public hospitals and healthcare facilities in China: Barriers and drivers," Energy, vol. 103, pp. 588–597, 2016. doi: 10.1016/j.energy.2016.03.039.
- [11] A. Buonomano, F. Calise, G. Ferruzzi, and A. Palombo, "Dynamic energy performance analysis: Case study for energy efficiency retrofits of



- hospital buildings,” *Energy*, 2014, doi: 10.1016/j.energy.2014.10.042.
- [12] B. Nouridine and A. Saad, “Energy Efficiency and Importance of Energy Monitoring System in Moroccan Hospitals,” *Rev. Invest. (Guadalajara)*, vol. 4, no. 2, pp. 39–45, 2020.
- [13] D. Martínez-Sierra, M. García-Samper, H. Hernández-Palma, and W. Niebles-Nuñez, “Energy management in the health sector of Colombia: A case of clean and sustainable development,” *Inf. Technol.*, vol. 30, no. 5, pp. 47–56, 2019.
- [14] A. Bonilla and W. Llanganate, “Auditoría Energética del Hospital Básico Latacunga. Propuesta de mejoras para obtener un eficiente uso energético,” Departamento de Eléctrica y Electrónica, Universidad de las Fuerzas Armadas Espe, Latacunga, 2017.
- [15] C. Llivipuma and S. Víctor, “Implementación inicial de un sistema de gestión de uso de energía en un hospital público del Ecuador,” Facultad de Ingeniería Mecánica, Escuela Politécnica Nacional, 2016.
- [16] O. F. Prias Caicedo, J. C. Campos Avella, D. B. Rojas Rodríguez, and A. Palencia Salas, Implementación de un sistema de Gestión de la Energía Guía con base en la norma ISO. 2019. Segunda Edición, Red colombiana de conocimiento en eficiencia energética, 2018.
- [17] R. Ramón, “Manual para la implementación de un sistema de gestión de la energía en el contexto Centro Americano”, Segunda Edición, Mexico, 2018.
- [18] D. Gesellschaft, “Guía técnica para la implementación de sistemas de gestión de la energía en el marco de la red de aprendizaje, Mexico, vol. 59, Febrero, 2017.
- [19] E. Cosenza, M. Devetta, M. Toma, and G. Stiff, Sistema de gestión de la energía (SGEn) para las autoridades locales, Union Europea, 2020.
- [20] N. Y. Dahlan et al., “Energy Star based benchmarking model for Malaysian Government hospitals - A qualitative and quantitative approach to assess energy performances,” *J. Build. Eng.*, vol. 45, no. October 2021.
- [21] S. Arrocas, H. Coria and C. Bosc, “Identificación de indicadores energéticos para el diseño de un programa de ahorro y eficiencia energética en una instalación hospitalaria”, Facultad de Ingeniería UNLP 5° Jornada, 2019.
- [22] ARCERNNR, “Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica”, 002/20, noviembre 13, 2020.
- [23] AENOR, “UNE EN 12464-1:2011 Iluminación e los lugares de trabajo,” Asociación española de Normalización y certificación, p. 54, 2012.
- [24] IESS, “Decreto Ejectivo 2393 Reglamento De Seguridad Y Salud De Los Trabajadores Y Mejoramiento Del Medio Ambiente De Trabajo,” Iess, pp. 2–94, 2011.
- [25] Secretaria de Trabajo, “Norma Oficial Mexicana NOM-025-STPS-2008,” Caribemexicano.Qroo.Gob.Mx, pp. 1–9, 2008.



Fernando Arias Atiaja. - Nació el 02 de septiembre de 1980. Curso los estudios tecnológicos en el Instituto Tecnológico Superior Ramón Barba Naranjo; Título de Tecnólogo en Mantenimiento Eléctrico y Control Industrial. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2021. Actualmente desempeña como profesional independiente y cursa sus estudios de cuarto nivel en la Universidad Técnica de Cotopaxi en la carrera de electricidad mención en sistemas eléctricos de potencia. Sus campos de investigación están relacionados con la automatización industrial, eficiencia energética, calidad de energía, protección ambiental y sistemas eléctricos de potencia.



Armando Freire Freire. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1994. Curso sus estudios secundarios en el Instituto Tecnológico Ramón Barba Naranjo. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2020. Recibió su título de Magister en electricidad mención en sistemas eléctricos de potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2023. Actualmente desempeña el cargo de operador y técnico de mantenimiento de la subestación eléctrica Novacero S.A. planta Lasso. Sus campos de investigación están relacionados con las energías renovables, calidad de energía, coordinación de protecciones, mantenimiento y operación de equipos de potencia.

Design Methodology of Off-Grid PV Solar Powered Systems for Rural Areas in Ecuador

Metodología de Diseño de Sistemas Aislados de Energía Solar Fotovoltaica para Áreas Rurales en Ecuador

 A.D. Cuenca¹

 C.E. Oña¹

 I.F. Suquillo¹

 H.S. Miniguano²

¹Escuela de Formación de Tecnólogos, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
E-mail: alan.cuenca@epn.edu.ec; cristina.ona@epn.edu.ec; ismael.suquillo@epn.edu.ec

²Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, España
E-mail: hminiguano@ing.uc3m.es

Abstract

Renewable technologies are a modern, clean form of energy with a very low environmental impact. They can become a viable option for energy generation, especially in rural areas of Ecuador, where the scarce access to electricity service limits the development possibilities of these areas. Solar energy is the resource used by off grid photovoltaic generation systems, which are used exclusively in rural areas because the installation of the electrical grid is costly or technically complex.

Off grid photovoltaic systems have been designed in the Matlab/Simulink environment, which are composed of an array of photovoltaic modules, charge controllers, storage systems and single-phase inverters that together will allow knowing the behavior of electric power generation through solar photovoltaic energy. In addition, a maximum power point tracking (MPPT) algorithm was developed to obtain the peak power of the photovoltaic array and a discrete integral proportional control was incorporated for the charging and discharging of the batteries. Finally, a sizing tool was designed and developed through Excel Macros and Visual Basic, which facilitated the input of different parameters and obtaining the results for the implementation of the photovoltaic systems.

Index terms— Energy generation, Solar energy, dimensioning, Simulink, Visual Basic.

Resumen

Las tecnologías renovables son una forma de energía moderna, limpia y de muy bajo impacto ambiental. Las mismas pueden convertirse en una opción viable para la generación de energía en especial para zonas rurales del Ecuador, en donde el escaso acceso al servicio eléctrico limita las posibilidades de desarrollo de estas zonas. La energía solar es el recurso utilizado por los sistemas de generación fotovoltaicos aislados, los mismos que son de uso exclusivo para zonas rurales debido a que la instalación de la red eléctrica es costosa o técnicamente compleja.

En el entorno de Matlab/Simulink se han diseñado sistemas fotovoltaicos aislados que están compuestos por un arreglo de módulos fotovoltaicos, reguladores de carga, sistemas de almacenamiento e inversores monofásicos que en conjunto permitirán conocer el comportamiento de la generación de energía eléctrica a través de energía solar fotovoltaica. Además, se desarrolló un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para obtener el pico de potencia del arreglo fotovoltaico y se incorporó un control proporcional integral discreto para la carga y descarga de las baterías. Por consiguiente, se diseñó y desarrollo una herramienta de dimensionamiento a través de Macros y Visual Basic de Excel, la cual facilitó el ingreso de los diferentes parámetros y la obtención de los resultados para la implementación de los sistemas fotovoltaicos

Palabras clave— Generación de energía, energía solar, dimensionamiento, Simulink, Visual Basic.

Recibido: 04-10-2022, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Cuenca, A.; Oña, C.; Suquillo, I.; Miniguano, H. (2023). "Design Methodology of Off-Grid PV Solar Powered Systems for Rural Areas in Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 43-51

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.537>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCTION

Renewable energies are all types of energy that can be produced continuously and are inexhaustible on a human scale, i.e., they are replenished at a higher rate than they are consumed, unlike fossil fuels that exist in a limited quantity and are exhaustible in a determined period [1]. The main forms of renewable energies that exist are biomass, wind, hydro, solar, geothermal, and marine energies, which come directly or indirectly from the sun's energy, except for marine and geothermal energies [2]. Nowadays, the use of renewable energies has been boosted to contribute to the care and preservation of the environment. The climate change caused by the expulsion of CO₂ into the atmosphere by industries, vehicles, burning of fossil fuels, etc., has led to the development of technology in different regions of the world to obtain energy (electric or thermal). This has led to the development of technology in different regions of the world to obtain energy (electrical or thermal) from renewable sources such as the sun.

The use of photovoltaic energy has spread in recent years to different regions of the planet and Ecuador is no exception, since it is a country with very varied topographic features, great climatic diversity and unique conditions that give it a high potential for the use of renewable and clean energy. Off-grid power systems are supplied by different renewable energy sources, although these sources are often intermittent, their use is taking place in both developed and process developing such as Ecuador. This is due to several factors, such as the downward trend in the cost of photovoltaic systems, as well as improved technology and falling prices of electrical storage systems [3].

In this paper, to compensate for the previous drawbacks explained while maintaining a degree of generality is the development of a simulation case study for a photovoltaic generation using the Simulink software of Matlab to know the behavior of electric power generation through photovoltaic energy.

The scheme of the off grid photovoltaic systems developed in the Simulink environment is composed of an array of photovoltaic modules, a charge controller, a storage system, and a single-phase inverter. In addition, a maximum power point tracking (MPPT) algorithm was developed to obtain the maximum power of the array and a discrete proportional control for battery charging and discharging was incorporated.

In addition, for the dimensioning of an off grid photovoltaic system, a tool was designed and developed using Excel Macros and Visual Basic, to facilitate the input of parameters and obtain the results simply and efficiently.

2. METHODOLOGY

For the development of the project, electricity demand data from three rural areas on the coast,

highlands and Amazon regions of Ecuador were used. Based on this data [4], each of the components of the off grid photovoltaic systems was dimensioned. The simulation was carried out based on the electrical power demand and the solar resource obtained from the software of the European Commission Joint Research Center called Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), which allows for obtaining global radiation data. In addition, the dimensioning of the off grid photovoltaic system considered technical reports such as: "Balance Energético Nacional 2020" prepared by the *Instituto de Investigación Geológico y Energético* (IIGE) through which it was possible to know how the people of Ecuador have increased the use of electric energy for different household, commercial and industry activities [5], "Microgeneración" of the *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables* (ARC) to know the regulation for off grid electrical systems [6] and "Atlas solar del Ecuador" of the *Corporación para la Investigación Energética* (CIE) to study the behavior of solar radiation in different regions of the country [7]. Consequently, a sizing tool based on Macros and Visual Basic was developed through Excel, which facilitated the input of different parameters.

Once the results were obtained through the sizing tool, an algorithm called maximum power point tracking (MPPT) was developed to obtain the maximum power of the PV array. In addition, a discrete integral proportional control was incorporated for the control of the batteries.

The parameters and algorithms were used to perform the simulation and performance tests in the Simulink environment of Matlab to obtain the curves of voltage, current and power generated by the photovoltaic systems, in addition, it was verified that the generation is capable of meet the demand.

2.1. System Requirements

Ecuador is a country that has very varied topographic characteristics, so it has a high potential for the use of photovoltaic solar energy. According to [8], the average global radiation values in Ecuador are homogeneous, which translates into a significant reduction in the problem of random variations of this resource. In addition, it provides confidence and profitability for the use of photovoltaic technology in the country [9-13].

The increase in population and the growing demand for electrical energy per inhabitant [14], makes it necessary to carry out studies that allow us to know how photovoltaic energy can be used to electrify different areas of Ecuador, especially those in which the conventional grid is limited by the difficulties of access inherent to nature. For this reason, three rural areas from different regions of Ecuador have been chosen for the study of the solar resource: coast region (Pedernales), highlands region (Ambuquí) and amazon region (Cuyabeno).



The PVGIS software was used to study solar resources, from which global radiation data were obtained for each of the selected areas. Table 1, Table 2, and Table 3 show the global radiation data for different regions and the peak sun hours (PSH) corresponding to 2015. The data obtained from the three places mentioned are provided by PGVIS because this online tool provides information on solar radiation and the performance of the photovoltaic (PV) system for any location in the world.

Table 1: Global radiation data (Pedernales)

Year	Month	kWh/m ²	PSH
2015	January	131,52	4,38
2015	February	127,01	4,23
2015	March	153,92	5,13
2015	April	167,89	5,60
2015	May	152,6	5,09
2015	June	143,8	4,79
2015	July	129,78	4,33
2015	August	135,15	4,51
2015	September	138,96	4,63
2015	October	141,96	4,73
2015	November	135,46	4,52
2015	December	152,46	5,08

Table 2: Global radiation data (Ambuquí)

Year	Month	kWh/m ²	PSH
2015	January	165,39	5,51
2015	February	162,6	5,42
2015	March	152,76	5,09
2015	April	149,13	4,97
2015	May	159,09	5,30
2015	June	146,79	4,89
Year	Month	kWh/m ²	PSH
2015	July	161,47	5,38
2015	August	169,94	5,66
2015	September	190,47	6,35

2015	October	168,17	5,61
2015	November	166,12	5,54
2015	December	188,56	6,29

Table 3: Global radiation data (Cuyabeno)

Year	Month	kWh/m ²	PSH
2015	January	120,44	4,01
2015	February	125,62	4,19
2015	March	113,57	3,79
2015	April	122,67	4,09
2015	May	120,43	4,01
2015	June	113,41	3,78
2015	July	119,78	3,99
2015	August	143,79	4,79
2015	September	167,61	5,59
2015	October	157,58	5,25
2015	November	141,67	4,72
2015	December	131,59	4,39

With the solar resource data of each one of the selected areas, and through an analysis of the electrical demand data presented in [4] and [5], the dimensioning of the off grid photovoltaic systems begins.

2.2. Component Modeling

The off grid photovoltaic system developed in the Simulink environment consists of the following elements:

2.2.1 Photovoltaic Module Array

The photovoltaic module harnesses the solar energy incident on its surface to convert it into electrical energy in the form of direct current.

Off grid photovoltaic systems use a certain number of modules according to the electrical demand to be satisfied [15]. In the Simulink environment, it is necessary to place a capacitor and resistor in parallel to stabilize the voltage and current at the output of the array of panels (Fig. 1), which will allow coupling of the charge regulator (Fig. 2).



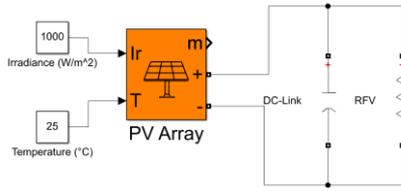


Figure 1: Photovoltaic array resistor and capacitor

2.2.2 Charge Regulator

It is one of the most important elements within an off grid photovoltaic system since its main function is to avoid situations of overcharge and over-discharge of the battery, with the sole purpose of increasing its useful lifetime [16].

The load controller developed in the Simulink environment is shown in Fig. 2 and is composed of a step-down converter and a bidirectional converter.

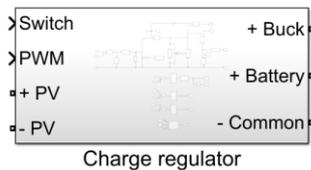


Figure 2: Load controller model in Simulink

In addition, the charge controller is complemented by the following algorithms:

- MPPT: the maximum power point tracker will allow obtaining the peak power of the PV array [17]. The algorithm used for this control technique is the Perturb and Observe (P&O) algorithm (Fig. 3) which is responsible for perturbing the operating voltage to ensure the photovoltaic modules deliver their maximum power.

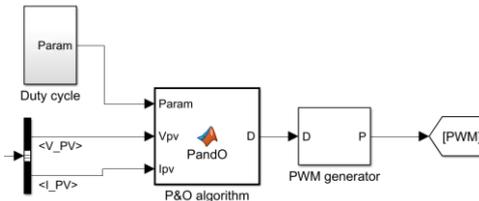


Figure 3: Perturb and observe algorithm

- Discrete integral proportional control: this type of control allows for the correction and compensation of disturbances to maintain the voltage and current variable within the parameters already established for the charging and discharging of the battery.

Three integral type proportional controls were developed in the Simulink environment.

Fig. 4 shows the current control that will govern the action of the bidirectional converter IGBTs for charging and discharging the batteries.

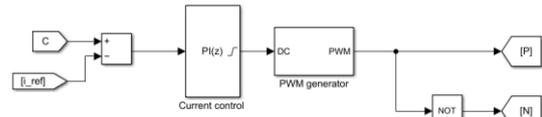


Figure 4: Discrete PI control for control of IGBTs

Fig. 5 shows the charge voltage control that allows obtaining a reference co-current for battery charging.

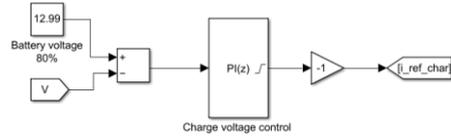


Figure 5: Discrete PI control for charge voltage control

Fig. 6 shows the discharge voltage control to obtain a reference current for discharging the batteries, in such a way that it can allow the inverter to operate.

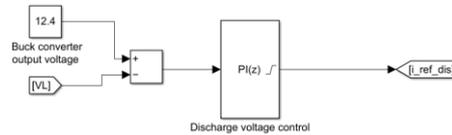


Figure 6: Discrete PI control for discharge voltage control

2.2.3 Storage System

This system (Fig. 7) makes it possible to store the electrical energy produced by the photovoltaic array and use this energy at times when the radiation received by the modules is not capable to achieve the photovoltaic power required to meet the demand.

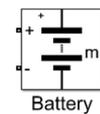


Figure 7: Battery model in Simulink

2.2.4 Inverter

This element allows converting the direct current of the storage system into alternating current, same as the provided by the power grid for the residential sector: 110 or 120 (VAC) and a frequency of 60 (Hz). The single-phase inverter developed in the Simulink environment is shown in Fig. 8, which is composed of a step-up converter, IGBT bridge and LC filter [18].

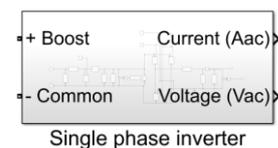


Figure 8: Single-phase inverter model developed in Simulink

2.3. Sizing Tool

To carry out the load study and determine each of the parameters that make up the photovoltaic system, a dimensioning environment was developed using Macros and Visual Basic in Excel. In addition, there is a database with the datasheets of the components of the off grid photovoltaic system based on the local market offer.

Fig. 9 shows the window to perform the load study, in which it is possible to Add, Edit, or Delete electrical loads. In addition, the daily consumption and total maximum demand of all aggregated loads will be obtained.

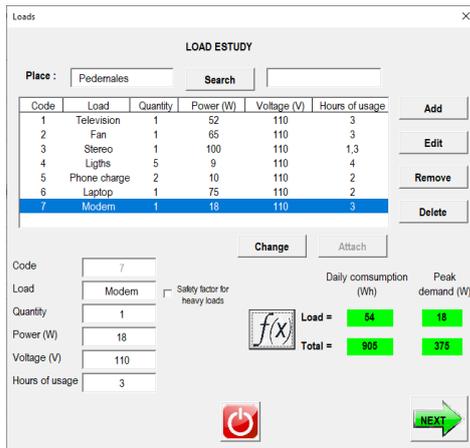


Figure 9: Power of specific loads

Fig. 10 shows the interface for PV module sizing, where the following data will be obtained: oversized daily consumption (Wh), system voltage (V), PV power (W) and several PV modules. With the oversizing of the daily consumption with factors of 20, 25 or 30%, it is assured that the photovoltaic system is capable of satisfying the electrical demand in the event that all electrical loads work simultaneously. In addition, system losses due to temperature coefficients, cloudiness and atmospheric conditions are compensated.

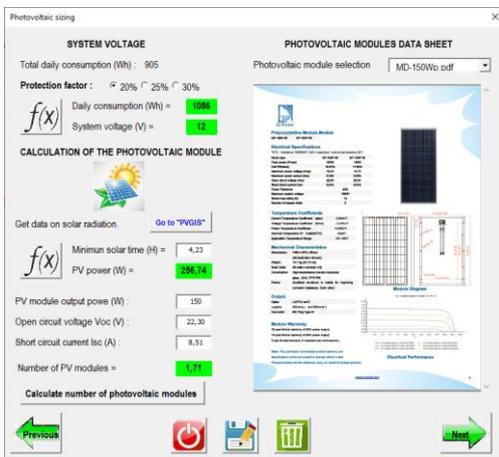


Figure 10: Photovoltaic module sizing

Fig. 11 shows the window for sizing the charge controller, open-circuit voltage Voc (V), short-circuit current Isc (A) and total power (W) will be obtained in this interface. With the previous data, the most suitable charge regulator can be selected.

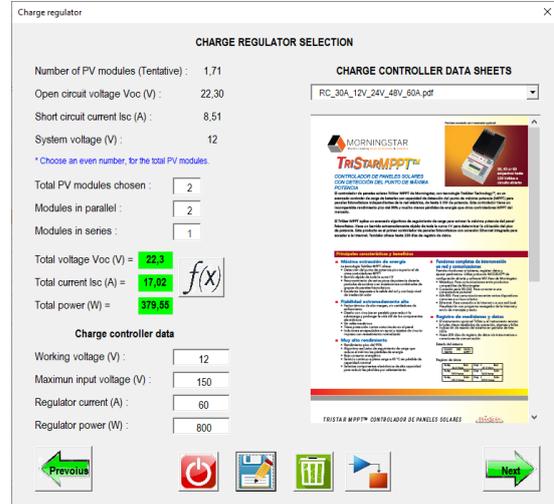


Figure 11: Sizing of the charge controller

For the sizing of the single-phase inverter, the window shown in Fig. 12 is used and with the oversized peak demand data, the inverter with the most suitable electrical power is selected.

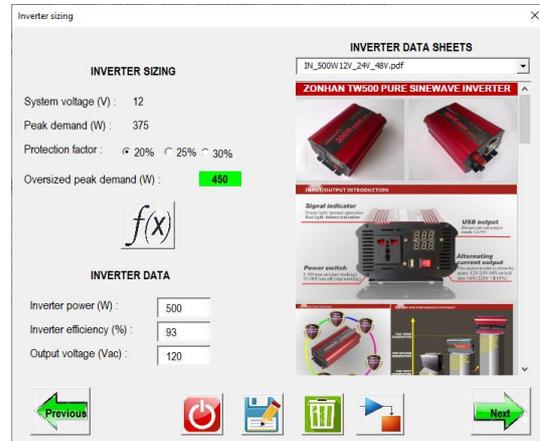


Figure 12: Sizing of the single-phase inverter

Fig. 13 shows the interface for sizing the DC electric energy storage system where the following data must be entered: days of autonomy, discharge depth (%), battery capacity (Ah), and battery voltage (Vdc). With the data entered above, the number of batteries in series and parallel is obtained.



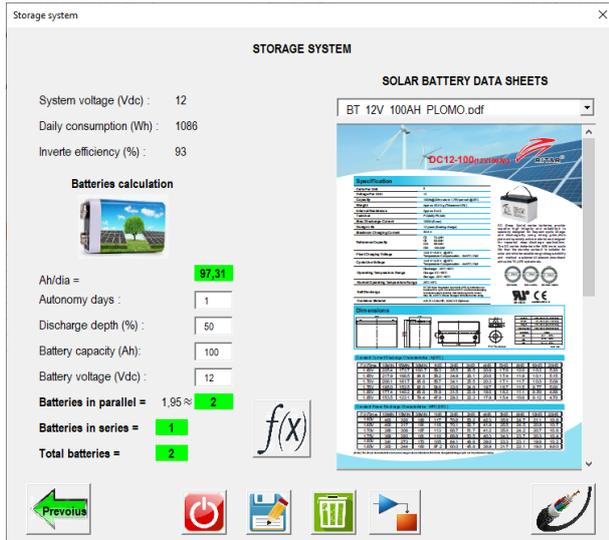


Figure 13: Sizing of the storage system

In each of the windows developed for the dimensioning of the components of the off grid photovoltaic system, there is a button with the Simulink symbol that allows you to enter another macro interface, where the values of the components are obtained for the respective simulation of the system.

3. RESULTS AND DISCUSSION

The schematic of the off grid photovoltaic system developed in the Simulink environment is presented in Fig. 14.

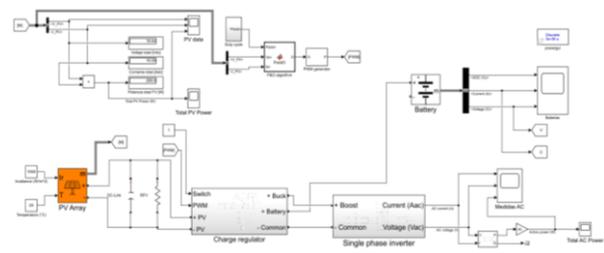


Figure 14: Off grid photovoltaic system in Simulink

According to [19], the average radiation that reaches the earth's surface is 1000 (W/m²). This value is used together with the irradiation data in Table 1, Table 2, and Table 3 to calculate the PSH. Important data to determine the necessary photovoltaic power to cover the demand in the chosen areas.

Case study 1: Pedernales site. Fig. 15 shows the curves obtained by the photovoltaic array. The voltage has a maximum value of 18.49 (Vdc), the maximum current value is 17 (A_{dc}) and the power obtained is 299.6 (W).

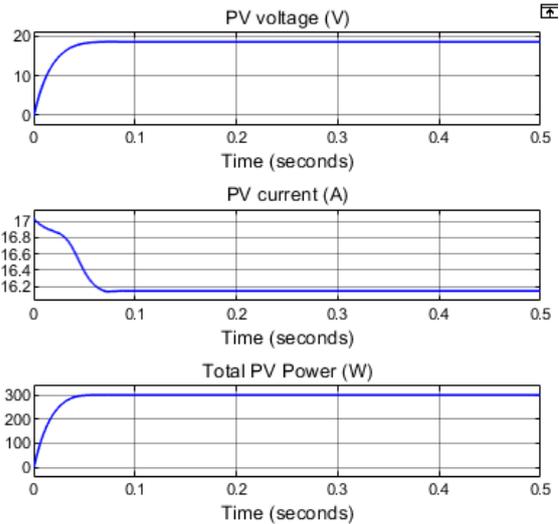


Figure 15: Pedernales PV array curves

The curves of the single-phase inverter are shown in Fig. 16. The current has a peak value of 3.01 (A_{ac}), the voltage has a peak value of 174 (V_{ac}) and the power is 497.70 (W).

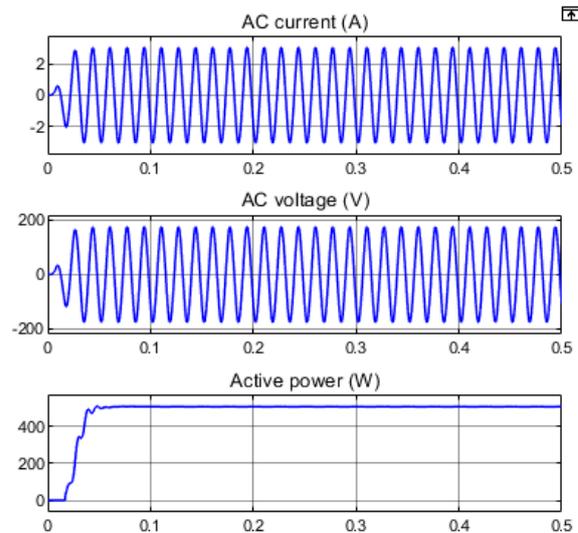


Figure 16: Curves of the single-phase inverter at Pedernales

Case study 2: Ambuquí site. In Fig. 17, the curves of the Ambuquí photovoltaic array are presented. The value obtained in the voltage curve is 36.01 (V_{dc}) and the maximum output current has a value of 19.17 (A_{dc}). The power for this area is 690.20 (W).

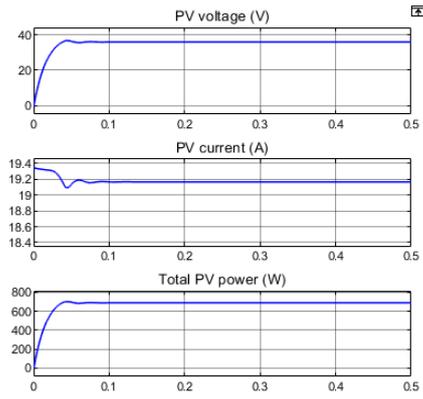


Figure 17: Ambuquí PV array curves

In Fig. 18, the curves of the single-phase inverter in the Ambuquí area are presented. The current reaches a peak value of 27.57 (Aac) and the voltage reaches a peak value of 159.3 (Vac). The output power of the inverter is 4359 (W).

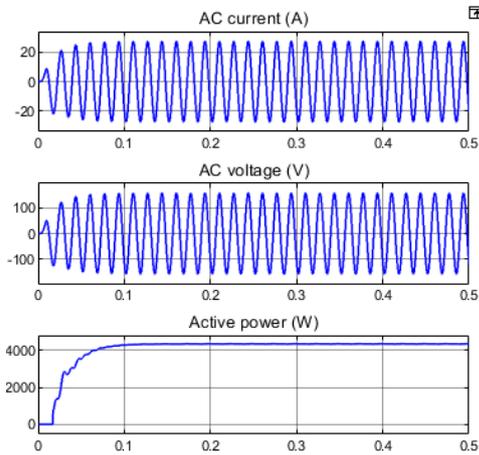


Figure 18: Ambuquí single-phase inverter curves

Case study 3: Cuyabeno site. In Fig. 19, the curves of the photovoltaic array of the Cuyabeno are shown. The voltage reaches a value of 31.29 (Vdc) and the current has a value of 8.62 (Adc). The power reaches a value of 269.9 (W).

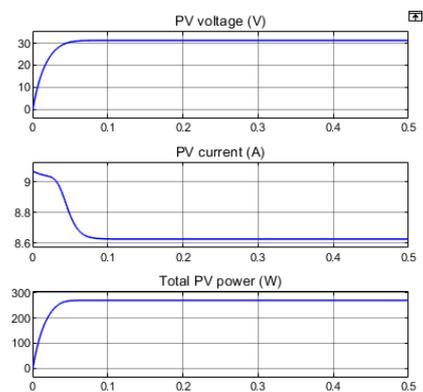


Figure 19: Cuyabeno photovoltaic array curves

In Fig. 20, the curves of the single-phase inverter in the Cuyabeno area are shown. The current has a value of 2.53 (Aac) and the voltage has a peak value of 182.9 (Vac). The peak power reached is 401.9 (W).

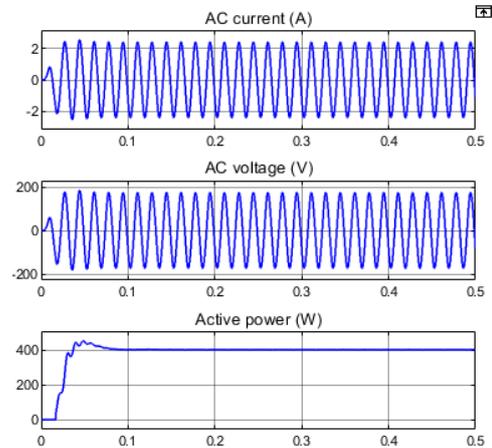


Figure 20: Cuyabeno single-phase inverter curves

The Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm will always obtain the peak power of the PV array, which will avoid power fluctuations due to changes in parameters such as irradiation since the solar resource is variable during the day.

The simulated MPPT charge controller allowed obtaining optimal voltages and currents for the storage system, thus avoiding overvoltage or overcurrent, and guaranteeing the stability of the battery parameters.

The discrete PI control developed allows controlling only the charge and discharge of the batteries. The electronic protections that the regulator has for overcharge and over-discharge conditions are not considered for the simulation.

4. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

The possibilities and benefits that offer photovoltaic solar energy in rural areas of Ecuador were known after the analysis in the present paper. This simulation corresponds to a suitable tool for a study before the implementation of this type of renewable generation system.

The number of photovoltaic modules varies according to the peak power of the chosen module, so the selection of a small power panel will imply an increase in the number of solar panels to obtain the required photovoltaic power.

The results obtained in each of the simulations performed in the Simulink software are considered ideal values because the losses are due to the self-consumption of power of the elements of the off grid photovoltaic system and energy transport through electrical conductors is not modeled by the environment.



The dynamics tool developed in Excel Macros and Visual Basic will facilitate the study, dimensioning and implementation of the off grid photovoltaic systems due to its simple and efficient interface.

With the values obtained in the different case studies of this work, it is shown that it is possible to size and simulate off grid photovoltaic systems in a simple and dynamic way, which allows supplying various values of energy demand, considering that the energy supply has become a necessity for the development and good quality of life of people.

The work done can be considered for the development of future simulation studies and later implementation of the off grid photovoltaic systems, especially in rural areas of Ecuador where the lack of access to electricity limits the development of other technologies such as information and communication.

Based on the demands of the current panorama, rural locations must work to achieve a reliable, effective, efficient, sustainable and economic energy supply to guarantee progress and rural development. It is in this context, where the option of the off grid photovoltaic systems is used as an alternative to access electricity.

The developed tool proposes to the off grid photovoltaic systems as an energy solution that must be implemented more frequently on a small, medium and large scale; either due to being in isolated areas that are difficult to access or simply due to lack of coverage of the national interconnected system.

SINCERE APPRECIATION

A very special thanks to the *Escuela Politécnica Nacional* and the *Escuela de Formación de Tecnólogos* for their unconditional support during the completion of this research work.

REFERENCES

- [1] S. Instituto Tecnológico de Canarias, «Energías Renovables,» 2008. [En línea]. Available: <https://www.cienciacanaria.es/files/Libro-de-energias-renovables-y-eficiencia-energetica.pdf>.
- [2] E. Rosero, «Energías Renovables,» Agosto 2011. [En línea]. Available: https://www.renenergyobservatory.org/uploads/media/Ecuador_Producto_1_y_2__Esp__02.pdf.
- [3] Barzola, J., Espinoza, M., & Cabrera, F. (2016). Analysis of hybrid solar/wind/diesel renewable energy system for off-grid rural electrification. *International Journal of Renewable Energy Research*, 6(3).
- [4] ARC, «Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» Quito, 2020.

- [5] IIGE, «Balance Energético Nacional 2020,» Quito, 2020.
- [6] ARCONEL, «Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica,» Quito, 2018.
- [7] Corporación para la Investigación Energética, «Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica,» Quito, 2008.
- [8] CONELEC, «Aspectos de sustentabilidad y sostenibilidad social y ambiental,» Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ecuador, 2013.
- [9] R. Buitrón y G. Burbano, «Elaboración de una normativa para el diseño y diagnóstico de sistemas fotovoltaicos residenciales autónomos para el Ecuador,» Quito, 2010.
- [10] L. G. Macancela Zhumi, «Diagnóstico de la implementación de los sistemas fotovoltaicos correspondientes a la primera etapa del proyecto Yantsa ii Etsari,» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2012.
- [11] Corporación para la Investigación Energética, «Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica,» Quito, 2008.
- [12] Departamento de Infraestructura y Energía del BID, «Como electrificar el campo en Ecuador,» Ecuador, 2019.
- [13] ARCONEL, «Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica,» Quito, 2018.
- [14] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022,» Cuenca, 2013.
- [15] B. Guirau, F. Marcato y W. Pereira, «Circuito microinversor aplicado a sistemas fotovoltaicos autónomos,» Universidad de São Francisco, Campinas(SP), 2015..
- [16] Barrenetxea , «Sistema fotovoltaico aislado: Inversor monofásico,» Universidad Pública de Navarra, Pamplona, 2014.
- [17] D. O. Cardozo Sarmiento, «Simulación de un Sistema Fotovoltaico Aislado en Matlab/Simulink,» Universidad Francisco de Paula Santander, Cúcuta , 2018.
- [18] W. Mereles y J. Vera, «Modelo de Simulación para Sistema Fotovoltaicos Autónomos en entorno MATLAB/SIMULINK,» Centro de Investigación Facultad Politécnica - UNE, Asunción, 2009.
- [19] Subsecretaría de Energía Eléctrica, «Energías Renovables 2008 - Energía Solar,» Secretaría de Energía, Argentina, 2008.



[20] Cuenca Sánchez, A. D. (2015). Fiabilidad de la generación eléctrica con energías renovables en la provincia de Loja-Ecuador (Master's thesis, Madrid/Universidad Carlos III de Madrid/2015).



Alan Cuenca Sánchez. - He was born in *Celica* in the province of *Loja* in 1989. He received his degree in Electronics, Automation and Control Engineering from the *Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE* in 2012; and the Master in Renewable Energies in

Electrical Systems from the *Carlos III de Madrid* University, in Spain in 2015. His research fields are related to Energy Efficiency, Renewable Energies, System Automation, and Industrial Instrumentation.



Cristina Oña Pilliza. - She was born in *Quito* in 1997. She received her Electromechanical Technologist degree from the *Escuela Politécnica Nacional* in 2021. Her field of research is related to Renewable Energies.



Ismael Suquillo Lugmaña. -He was born in *Sangolquí* in 1998. He received his Electromechanical Technologist degree from the *Escuela Politécnica Nacional* in 2021. His field of research is related to Renewable Energies.



Henry Santiago Miniguano.- He was born in *Ambato* in 1984. He received his degree in Electronics, Automation and Control Engineering from the *Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE* in 2008; and that of Doctor in Electrical and Electronic

Engineering from the *Carlos III de Madrid* University, in Spain in 2019. Currently, he is teaching at the *Carlos III de Madrid* University, and his field of research is related to Power Systems and the Electric Vehicle.

Demand Estimation for an Electric Vehicles Charging Station Through the Application of Probabilistic Methods

Estimación de la Demanda de una Estación de Carga para Vehículos Eléctricos Mediante la Aplicación de Métodos Probabilísticos

 J.S. Lascano¹  R. Saraguro¹  C. Quinatoa¹  J. Tapia¹  L. Chiza²

¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: julyosantiago@gmail.com; rsaraguro@gmail.com; carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec; jessy.tapia42591@utc.edu.ec

²Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

E-mail: luis.chiza@epn.edu.ec

Abstract

This paper presents the study of the demand estimation of an electric vehicle charging station based on the use of Monte Carlo simulation. The modeling of the electrical system is done through the PowerFactory software, on the other hand, for the development of the Monte Carlo simulations and the processing of the information, it is done through the use of Python software. The analysis in general is focused on determining the impact of the integration of electric vehicles in the electric grid, so that scenarios that emulate the operation of the electric station are generated, taking into account the demand of electric vehicles within their charging points, so that random scenarios are generated considering the number of connected vehicles and the percentage of vehicle charging. Another aspect that is considered is the integration of photovoltaic generation systems, so that an analysis of their impact on the operation of the electric grid is performed, taking into account the random operation of the electric station.

Index terms— Montecarlo, probabilistic, pv systems, electric vehicles, charging station.

Resumen

En el presente artículo se presenta el estudio de la estimación de demanda de una estación de carga de vehículos eléctricos basado en el uso de simulación de Montecarlo. La modelación del sistema eléctrico se lo realiza a través del software de PowerFactory, por otra parte, para el desarrollo de las simulaciones de Montecarlo y el procesamiento de la información, se lo realiza a través del uso del software de Python. El análisis en general está enfocado en determinar el impacto de la integración de vehículos eléctricos en la red eléctrica, de forma que se generan escenarios que emulen la operación de la electrolinera, teniendo en cuenta la demanda de vehículos eléctricos dentro de sus puntos de carga, de forma que se generan escenarios aleatorios considerando el número de vehículos conectados y el porcentaje de carga de los vehículos. Otro aspecto que se considera es la integración de sistemas de generación fotovoltaica, de forma que se realiza el análisis de su impacto en la operación de la red eléctrica teniendo en cuenta la operación aleatoria de la electrolinera.

Palabras clave— Montecarlo, probabilísticos, sistemas fotovoltaicos, vehículos eléctricos, electrolinera.

Recibido: 23-03-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Lascano, J.; Saraguro, R.; Quinatoa, C.; Tapia, J.; Chiza, L. (2023). "Estimación de la Demanda de una Estación de Carga para Vehículos Eléctricos mediante la Aplicación de Métodos Probabilísticos". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 52-64

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.569>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE

1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se enfoca en buscar energías alternativas que sustituyan el consumo de combustibles fósiles en transporte, el cual es el causante de la contaminación atmosférica en un 80% aproximadamente [1]. Para el ingreso de vehículos eléctricos en el sistema de transporte es necesario el análisis de la adecuación del sistema eléctrico actual a diferentes posibilidades de consumo.

Un limitante para la adquisición de vehículos eléctricos en Ecuador, es que se dispone solo de cuatro ciudades donde se puede realizar la provisión de estas unidades con disponibilidad de estaciones de carga.

Cabe recalcar que Tungurahua está posicionada en el puesto tres en comercialización de vehículos [2] y buscando nuevas tecnologías amigables con el medio ambiente, realizando estudio de mercado y pruebas de rutas para el sector de vehículos eléctricos. Por lo cual nace la idea del estudio y diseño para una estación de carga en la zona centro del país.

Según Plan Nacional de Eficiencia Energética del Ecuador-PLANEE, mediante un modelo logarítmico estima una capacidad máxima de 2MW para el año 2018 que representa 425 vehículos, y para el 2027 estima proveer 7MW [3].

Es muy importante considerar el comportamiento de la demanda teniendo en cuenta las redes de distribución. Analizando perfiles de voltaje y potencia máxima en la estación de carga. Además, se tiene que tener en cuenta la hora del día, y si la carga es lenta, rápida o super rápida.

Mediante simulaciones de Monte Carlo a través de un modelo matemático en un paquete computacional, se desarrollará “n” simulaciones, las mismas que representarán distintos escenarios operativos, y estimar perfiles de demanda de energía, considerando la disponibilidad de vehículos eléctricos y las características de carga, y posible impacto sobre la red de distribución.

Con las características previas para la estimación de escenarios posibles con el desarrollo del método Monte Carlo, se logrará estimar la potencia y energía consumida por una flota de vehículos eléctricos.

Dentro del análisis se realizará la integración progresiva de vehículos eléctricos de distintas características hacia la red eléctrica. Y de igual forma una serie de vehículos de forma progresiva a la estación de carga.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Fundamentación Teórica

2.1.1 Sistemas Eléctricos de potencia Modernos

La concepción tradicional de los sistemas eléctricos de potencia es la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. [4]

En la concepción de los sistemas eléctricos de potencia modernos, es importante que representen las siguientes características [5]:

- Permita la integración de energías renovables.
- Participación activa de los clientes para que la conservación de la energía sea mejor.
- Uso adecuado de los activos existentes con enfoque en la sostenibilidad a largo plazo.
- Optimización del flujo de energía para la reducción de pérdidas y disminución de costo de energía.
- Integración de vehículos eléctricos para la reducción de la dependencia de combustible de hidrocarburos.
- Gestión de la generación distribuida y almacenamiento de energía.
- Integración de sistemas de comunicación y control que promuevan la interoperabilidad, e incrementen la seguridad y confiabilidad operativa.

2.1.2 Características de la Carga

En un sistema eléctrico, el consumidor final o carga del sistema puede estar relacionado con un cliente individual o grupo de clientes, los cuales tienen un comportamiento variante en el tiempo dentro de la red de distribución [6].

Las cargas son elementos que consumen, generan o controlan potencia activa y/o reactiva, además de tener sensibilidad frente a variaciones transitorias, dinámicas o de estado estable [7].

2.1.3 Vehículos Eléctricos

Los vehículos eléctricos se caracterizan por el tipo de tecnología que emplean dentro de su estructura, los principales tipos a nivel mundial son los siguientes:

- **Vehículos eléctricos de Baterías (BEV):** Emplea 100% energía eléctrica, grandes baterías y alcanza de 160 a 250 km de autonomía con una sola carga. Son los vehículos sobre los cuales se concentrará el presente estudio.
- **Vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV):** dispone de un motor de combustión interna convencional y un motor eléctrico. Que se lo carga a través de un enchufe.

2.1.4 Sistemas de Estaciones de Carga para Vehículos Eléctricos

Las estaciones de carga de vehículos eléctricos deben tener características como sistemas de conversión de energía de alto voltaje y corriente para el caso de carga rápida, además de tener la capacidad de suplir la demanda

de un determinado número de cargas y vehículos conectados [8]. Los tipos de estación de carga son los siguientes [8] [9] [10] [11].

- **Estaciones de Cargas Residenciales:** extrae menos corriente de la red, minimizando el impacto de la demanda de voltaje adicional en horas pico. Usualmente la carga se realiza en horario nocturno, lo cual da una eficacia de costo e impacto a la red.
- **Estación de carga de estacionamiento:** aprovecha el tiempo de estacionamiento de los usuarios, lo cual en tiempo es un promedio de 4 a 8 horas en lugares de trabajo, restaurantes y centros comerciales.
- **Estaciones de carga públicas:** el objetivo principal es proporcionar estaciones de carga rápida. Usando convertidores estáticos de tipo AC-DC y DC-DC, conectados a un bus DC de tipo capacitivo, es objetivo principal del presente trabajo.

2.2. Fundamentación metodológica

De acuerdo con la norma IEC 618581-1, los sistemas de carga rápida se encuentran en puntos de carga públicos, los cuales proporcionan una corriente de carga mucho mayor [12].

Los modelos de carga relacionados con vehículos eléctricos son: modelos de carga tradicionales, modelos derivativos y modelos con incertidumbre aleatoria [13].

2.2.1 Modelo de carga tradicional

Emplean modelos de carga clásicos de impedancia, corriente o potencia constante:

- **Modelo de corriente constante:** se los denomina vehículos de red o en inglés V2G (vehicle to Grid) [13]. Y se usa este modelo para el análisis de estabilidad de voltaje [14].
- **Modelo de Potencia Constante:** el modelo contempla variaciones de potencia activa y reactiva en los vehículos eléctricos, con independencia de variaciones de voltaje [11]. Es usado en estudios de estabilidad de voltaje en sistemas de distribución con alta penetración de vehículos eléctricos [13].
- **Modelo de Impedancia Constante:** Tiene una tasa de variaciones constantes entre la variación de voltaje y la corriente de entrada de vehículo eléctrico.

2.2.2 Modelo de carga derivativo

La impedancia de entrada del sistema de carga es constante, por lo que se tiene una tasa de variación constante entre el voltaje y corriente de entrada al vehículo eléctrico.

- **Modelo exponencial:** considera el comportamiento de un cargador de baterías, el cual tiene una etapa de rectificador de voltaje de la red con control de factor de potencia y un convertidor DC-DC con modulación de ancho de pulso (PWM), dada por la siguiente expresión:

$$\frac{P}{P_o} = k_{cp} + k_{vd} \left(\frac{v}{v_o} \right)^\alpha \quad (1)$$

Donde:

- P_o : potencia consumida
- v_o : voltaje de referencia
- k_{cp} : tasa de variación de la componente total de potencia P_{cp}
- k_{vd} : tasas de variación de la componente dependiente de voltaje P_{vd}
- P : potencia total de entrada
- α : parámetro que determina el tipo de variación entre la potencia y voltaje del vehículo

- **Modelo polinomial ZIP:** está basado en un cargador de vehículos eléctricos, consta de un convertidos AC/DC controlado con un filtro en el lado de AC y un convertidor tipo Buck DC/DC. Se lo controla con variación de corriente y voltaje para rangos de batería entre el 0 y 100%. La relación de potencia consumida y variación de carga, potencia y corriente está dada por:

$$P_{ZIP}^{dk} = P_0^{EV} \left(Z_p^{EV} (V_0^{EV})^2 + I_p^{EV} V_0^{EV} + P_p^{EV} \right) \quad (2)$$

$$Q_{ZIP}^{dk} = Q_0^{EV} \left(Z_q^{EV} (V_0^{EV})^2 + I_q^{EV} V_0^{EV} + P_q^{EV} \right) \quad (3)$$

Donde

- P_0^{EV} : potencia activa a la potencia nominal
- Q_0^{EV} : potencia reactiva a la potencia nominal
- $Z_p^{EV}, I_p^{EV}, P_p^{EV}, Z_q^{EV}, I_q^{EV}, P_q^{EV}$: parámetro ZIP que me ajuste tienen en el modelo.

- **Modelo con distribución de probabilidad:** se basa en el uso de distribución de probabilidad considerando por ejemplo el estado inicial de la carga, o el consumo promedio de potencia del vehículo eléctrico [15]. Y se caracteriza por:
 - La definición de la variable aleatoria y el campo de variación.
 - Determinar las probabilidades a través de la definición de una función de distribución.

2.2.3 Modelo de carga con incertidumbre aleatoria

Es un modelo no determinístico que emplea una distribución espacial y temporal de los vehículos eléctricos, considerando los hábitos y comportamiento de los conductores, en el modelo de predicción de rutas optimas, horarios de carga [16].

2.3. Estación de carga rápida

En este tipo de estación se estima que, entre 15 a 30 min, llega a una carga de 0 a 80% de la batería del vehículo [17].

La potencia entregada por estaciones convencionales está entre 20 kW a un voltaje entre 200 y 600V [18]. Para aspectos como la regulación de tipos de carga, tipos de cargadores o modo de carga, no existe normativa vigente en Ecuador por lo que toca referirse a la normativa internacional vigente.

La Asociación Española de Normalización (AENOR) es una certificadora de estándares y protocolos a nivel mundial. AENOR certifica normas ISO 6469-3, UNE-EN 61851-1 o IEC 61851-1.

2.4. Simulación de Montecarlo

La simulación de Montecarlo se basa en la generación de datos de forma aleatoria, mediante el uso de funciones de distribución conocidas, y puede ser usada en el análisis de escenarios para realizar estimaciones y toma de decisiones a partir de variables con incertidumbre.

- Tiene como salida la generación de muestras basadas en modelos probabilísticos
- Los datos de entrada se basan en curvas de distribución
- El resultado obtenido se lo conoce al realizar una serie de experimento.

3. PROPUESTA METODOLÓGICA

Para el análisis del problema se propone el estudio de la estimación de la demanda de una estación de carga de vehículos eléctricos a través del uso de simulaciones de Montecarlo.

Para este fin, se hace uso del software PowerFactory de DIgSILENT, en donde se parametrizan los elementos del alimentador del sistema de distribución, sistema de generación fotovoltaica, cargas de vehículos eléctricos y el sistema de carga de vehículos eléctricos. Se genera varios casos operativos con la finalidad de evaluar la capacidad de carga del sistema de distribución mediante el uso del modelo Montecarlo.

3.1. Demanda de vehículos eléctricos

Para definir la demanda de vehículos eléctricos, se toma como referencia las características de los vehículos presentes en el mercado, tal como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Distribución de probabilidad de vehículos eléctricos por marca [19] [6] [20]

Marc a	Potenc ia activa [kW]	Capacid ad [kWh]	Autonom ía [km]	KWh/k m	Tipo de Batería
Renau lt Zoe	65	22	160	0.14	Li-Ion
Renau lt Kango o	44	24	160	0.14	Li-Ion
Nissan Leaf	80	24	120	0.20	Li-Ion
BYD E5	160	48	240	0.20	Li-Ion
Kia Soul	81.4	27	212	0.12	Li-Ion

3.2. Modelos de sistemas eléctricos y estaciones de carga de vehículos eléctricos

Los aspectos importantes para la simulación en el software PowerFactory son las características de los vehículos eléctricos, estaciones de carga, sistemas fotovoltaicos, además del dimensionamiento con base en la característica de carga rápida.

Se considera la modelación de un sistema de distribución mediante el uso de PowerFactory de DIgSILENT.

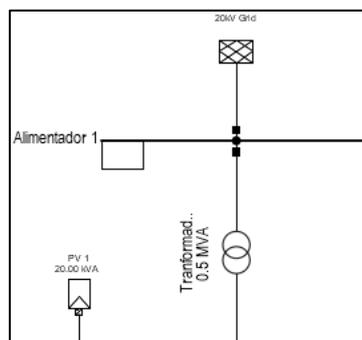


Figura 1: Alimentador de distribución

En la Fig. 1, se muestra el modelo del alimentador primario del sistema de distribución, posterior pasa por un transformador adjunto, obteniendo los voltajes adecuados para la alimentación a la red residencial.

A continuación, en la Tabla 2 se muestra las características de alimentación de la barra Ambato, y en la Tabla 3 las características del transformador de distribución.

Tabla 2: Características de alimentador Ambato

TRIFÁSICO			MONOFÁSICO		
SK"	1131.556	MVA	X1	4.619237	ohm
IK"	9.468177	kA	R0	0.1188596	ohm
R1	0.00605648	pu	X0	2.581746	ohm
X1	0.09702242	pu	X0/X1	0.55891179	
X/R	16.0196054		R0/X0	0.04603846	
	Voltaje	Ángulo			
Voltaje	0.9996995	-9.45			

Tabla 3: Características de transformador de distribución [21]

Potencia Nominal	200 kVA
Voltaje Nominal en el primario	22 kVA
Voltaje Nominal en el secundario	400 V
Perdidas en el cobre en vacío	650 W
Pérdidas en el cobre con carga	3250 W
Voltaje de cortocircuito	4%
Grupo de conexión	Dyn11

Para la integración de sistemas de energía renovable se consideró el uso de Paneles fotovoltaicos, obsérvese en la Fig. 2.

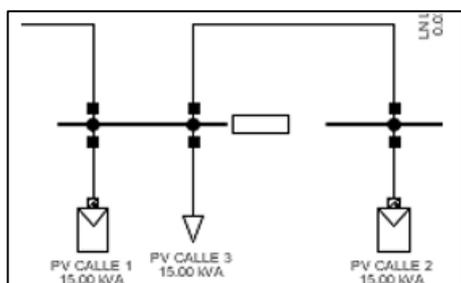


Figura 2: Modelos de Paneles fotovoltaicos en PowerFactory

El dimensionamiento del panel fotovoltaico está dado por:

$$P_{demanda} = \frac{\text{Consumo promedio} \left(\frac{kWh}{\text{día}}\right)}{\text{Días del mes} * HSP * \text{Pérdidas}} \quad (4)$$

Donde:

HSP: radiación solar sobre metro cuadrado.

Para determinar el número de paneles solares se utiliza la ecuación 5.

$$N_{paneles} = \frac{P_{demanda}}{P_{mpp}} \quad (5)$$

Donde:

P_{mpp} : potencia máxima de panel fotovoltaico

En la Fig. 3, se observa la estación de carga modelada con una de las barras del sistema, de manera que la

demanda de carga del sistema se vea reflejada en la misma.

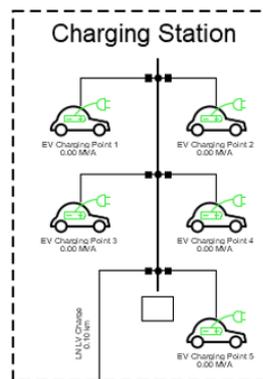


Figura 3: Modelo de Estación de carga en PowerFactory

3.3. Estimación de demanda en vehículos eléctricos

Para las funciones de probabilidad de entrada a la simulación de Montecarlo, se considera las distribuciones de probabilidad por marca de los vehículos que se encuentran en el mercado [6] [20]. Tabla 4.

Tabla 4: Distribución de probabilidad de vehículos eléctricos para marca [19] [6] [20]

Marca	Probabilidad
Renault Zoe	0.08
Renault Kangoo	0.10
Nissan Leaf	0.12
BYD E5	0.30
Kia Soul	0.31

La distribución de horas de carga se realiza enfocado en vehículos eléctricos emitido por el MMERNNR y ARCERNNR [22], se observa en la Tabla 5.

Tabla 5: Distribución de probabilidad de inicio de conexión

Hora [h]	Probabilidad		
	Jueves	Viernes	Sábado
0:00	0	0	0
1:00	0	0	0
2:00	0	0	0
3:00	0	0	0
4:00	0	0	0
5:00	0	0	0
6:00	0	0	0
7:00	0.01	0.01	0.01
8:00	0.02	0.02	0.02
9:00	0.04	0.04	0.04
10:00	0.08	0.08	0.08
11:00	0.02	0.02	0.02
12:00	0.04	0.04	0.04
13:00	0.18	0.18	0.18
14:00	0.12	0.12	0.12
15:00	0.07	0.07	0.07
16:00	0.03	0.03	0.03
17:00	0.01	0.01	0.01
18:00	0.12	0.12	0.12
19:00	0.16	0.16	0.16
20:00	0.08	0.08	0.08
21:00	0.02	0.02	0.02
22:00	0.01	0.01	0.01
23:00	0	0	0

Se considerará a un valor del 40 % del valor medio como desviación estándar [23] [24]. Además, otros parámetros que aumentarán a la aleatoriedad del modelo es el uso de la distribución de probabilidad por vehículo eléctrico y la distribución de probabilidad por hora y día.

En este sentido la generación de números aleatorios estará dada por:

$$\begin{aligned}
 X_{potencia} &= \text{random.normal}(n) \\
 &= \text{random.normal}(n) \\
 & * \text{Valor medio, distribución de probabilidad por vehículo} \\
 & * \text{distribución de probabilidad por hora} \\
 & * \text{desviación estándar}
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

Dentro del parámetro del valor medio, se considerará la aleatoriedad de la integración de uno o dos vehículos al punto de carga o la posibilidad que ningún vehículo esté conectado al punto de carga a través de la variable n.

3.4. Estimación de la demanda en electrolinerías

Se utiliza un proceso de carga rápida, el cual dependerá de tres factores

- Tamaño de batería (kWh)
- Potencia del punto de recarga (kW)
- Potencia máxima de recarga del vehículo eléctrico.

Si tienen diferente potencia el punto de carga y el vehículo, tendrá mayor predominancia el menor.

Se estima la entrada de cada cargador en 58 KVA [26]. Tiene un factor de potencia de 0,95 de acuerdo con CONELEC-044/11. La potencia que consume cada cargador será de 55.1 kW, y la potencia total de los cargadores será de 275.5 kW. Además, tendrá consumos auxiliares que se añaden a la potencia total (Tabla 6).

Tabla 6: Previsión de carga de la electrolinería considerando cargadores y servicios auxiliares [21]

Estación de Carga V=400 V	Voltaje [V]	Consumo [kW]	Potencia [kW]	Factor de Potencia
Cargador 1	400	55.1	55.1	0.95
Cargador 2	400	55.1	55.1	0.95
Cargador 3	400	55.1	55.1	0.95
Cargador 4	400	55.1	55.1	0.95
Cargador 5	400	55.1	55.1	0.95
			275.5	
Estación de Carga V=400 V	Corriente Nominal [A]	Factor de demanda	kVA máximo	
Cargador 1	83.72	1.00	58	
Cargador 2	83.72	1.00	58	
Cargador 3	83.72	1.00	58	
Cargador 4	83.72	1.00	58	
Cargador 5	83.72	1.00	58	

	418.6	TOTAL	290	
		Demanda máxima [kVA]	174	
		Demanda máxima [kW]	165	
Carga 220-170 V	Voltaje [V]	Consumo [W]	Cantidad [Unidades]	Potencia [W]
Iluminación exterior	220	100	15	1500
Tomacorriente	220	200	10	2000
Motor	220	2238	1	2238
				5738
Carga 220-170 V	Corriente Nominal [A]	Factor de demanda	kVA máximo	
Iluminación exterior	7.18	0.70	1.11	
Tomacorriente	9.57	0.35	0.74	
Motor	10.71	1.00	2.36	
			TOTAL	4.20
		Demanda máxima [kVA]	174	
		Demanda máxima [kW]	165	
		Potencia Total Demandada [kVA]	178.20	
		Potencia Total Demandada [kW]	169.29	

3.5. Simulación de Montecarlo

La simulación de Montecarlo se basa en el diagrama de flujo de la Fig. 4 y sigue los siguientes pasos: Cálculo de condiciones iniciales, Generación de curvas de distribución normal, Modificar los valores de los perfiles de carga de los EV, Generación de estados operativos aleatorios, asignación de condiciones operativas, cálculo de flujo de potencia, extracción, procesamiento y análisis de resultados.

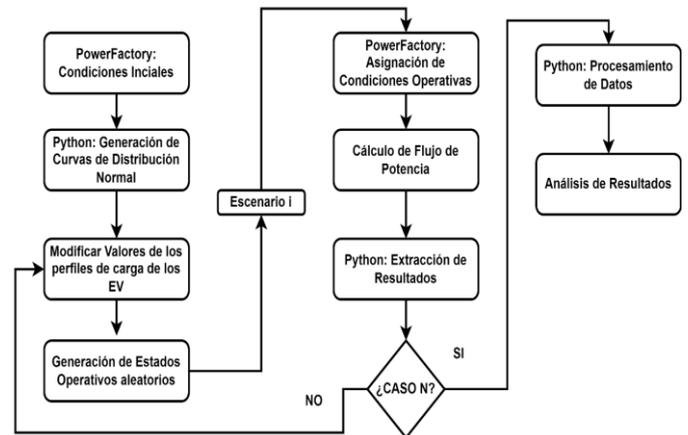


Figura 4: Diagrama de flujo de Simulación de Montecarlo Propuesta

4. RESULTADOS

Se considera la Tabla 7 para la ubicación de vehículos.

Tabla 7: Ubicación de vehículos considerando sus condiciones iniciales de potencia activa

Marca	Punto de Carga	Potencia activa [kW]
Renault Zoe	1	65
Renault Kangoo	2	44
Nissan Leaf	3	80
BYD E5	4	160
Kia Soul	5	81.4

En la Fig. 5 se observa el comportamiento del Voltaje al momento de integración de cada vehículo, obteniendo una caída de voltaje de forma progresiva hasta llegar a un valor inferior del límite (0.92 p. u).

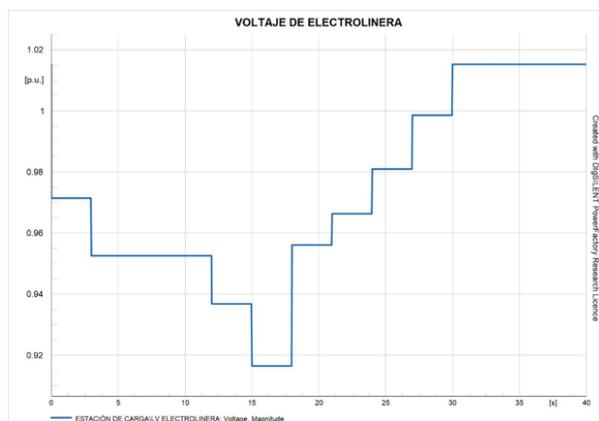


Figura 5: Perfil de voltaje de barra de electroalimentación-Condición Inicial

Para el análisis se realiza la inclusión de los siguientes vehículos con los diferentes perfiles de carga.

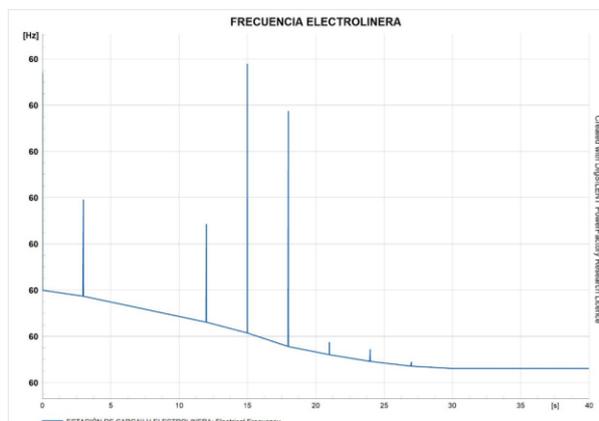


Figura 6: Frecuencia de la barra de la electroalimentación-Condición Inicial

Tabla 8: Perfil de carga de vehículos eléctricos para cálculo de condiciones iniciales

Potencia [kW]	Tiempo	Potencia acumulada [kW]
81.4	3	81.4
80	6	161.4
160	9	321.4
44	12	365.4
65	15	430.4

En la Fig. 6 se observa que la frecuencia de la barra presenta valores transitorios en cada integración de cada vehículo. En donde los valores más elevados son durante la conexión de la carga acumulada.

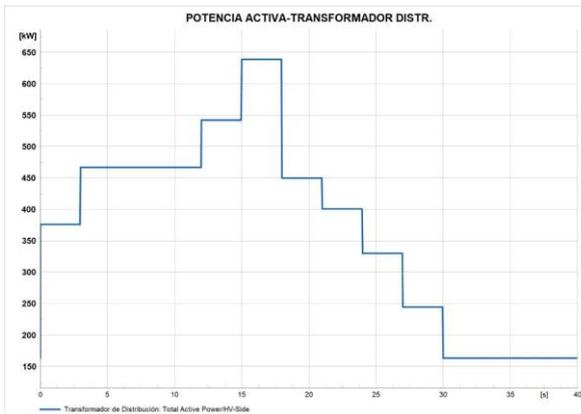


Figura 7: Potencia activa del transformador de distribución-Condición Inicial

La Fig. 7 y 8 ante la integración de vehículos en la red. Se observa el comportamiento de la potencia activa y reactiva del transformador de distribución.

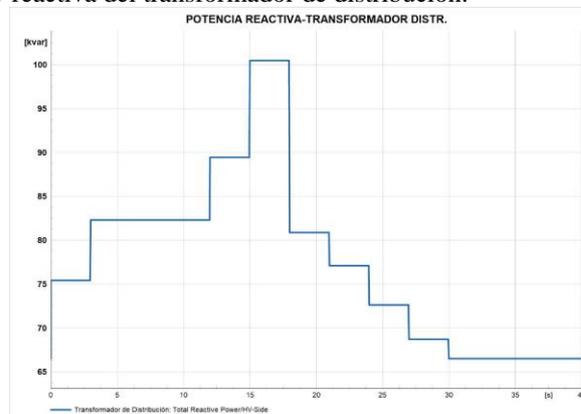


Figura 8: Potencia reactiva del transformador de distribución-Condición Inicial

El análisis se lo realiza en el lado de bajo voltaje, y presenta un similar comportamiento de la barra de la electrolinera, manteniéndose dentro del límite estable.

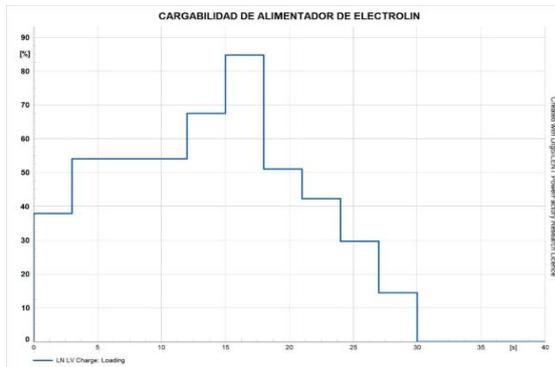


Figura 9: Voltaje del transformador de distribución en el lado de bajo voltaje- condiciones iniciales

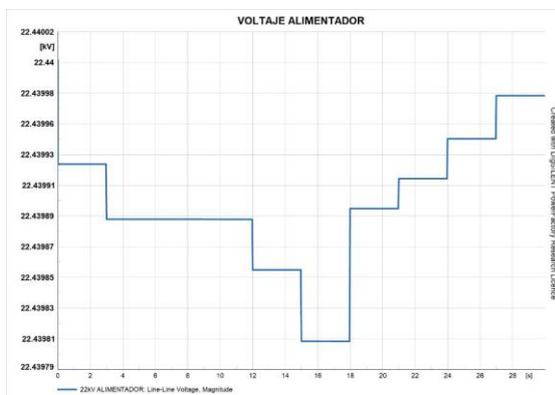


Figura 10: Voltaje del alimentador primario- Condiciones iniciales

En la Fig. 10 no presentan caídas de voltaje significativas y representa el lado de voltaje del alimentador primario.

Para perfiles de carga se ha definido la curva de carga para los días jueves, viernes y sábado, y se considera el de mayor valor medio de demanda el BYD E5 con una potencia media de 160 kW. Obteniendo el siguiente perfil de carga para el día jueves 13:0 pm.

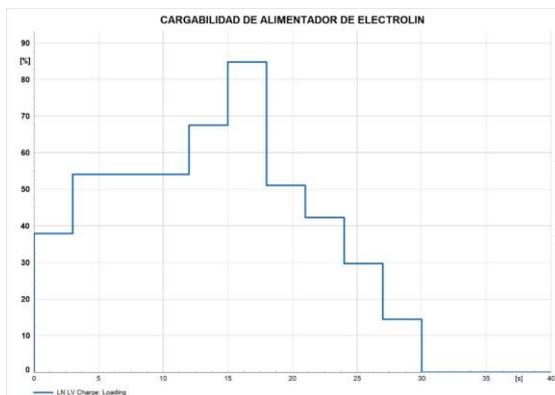


Figura 11: Cargabilidad del alimentador de la electrolinera- condiciones iniciales

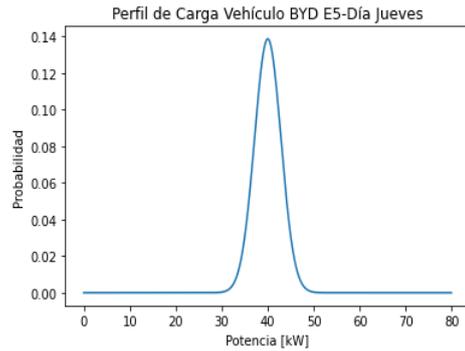


Figura 12: Curva de distribución de probabilidad vehículo BYD E5. día jueves 13:00 pm

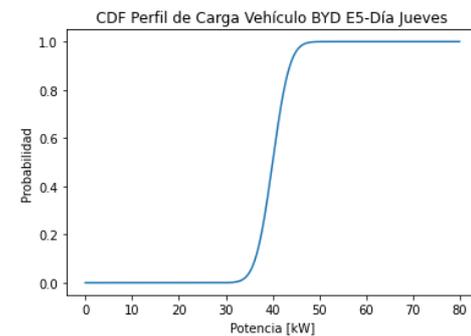


Figura 13: Curva CDF de distribución de probabilidad vehículo BYD E5. día jueves 13:00 pm

En la Fig. 13 se observa el comportamiento frente a la generación de casos operativos, teniendo una mayor probabilidad de valores de carga entre 40 y 80 kW.

Simulación Montecarlo

Caso 1: demanda día jueves

Se realiza 1000 simulaciones, obteniendo las Tablas 9, 10 y 11.

Tabla 9: Valores máximos y mínimos de voltaje en las barras del sistema

Elemento	Voltaje [p.u.]	
	Máximo	Mínimo
Barra Alimentador Ambato	1.02	1.02
Barra LV Transformador Distribución	1.015	0.997
Barra Electrolinera	1.015	0.885
Manzana 1	1.009	0.991
Manzana 2	1.005	0.987
Manzana 3	1.001	0.982
Manzana 4	0.999	0.981
Manzana 5	1.009	0.991
Manzana 6	1.007	0.989
Manzana 7	1.002	0.983
Manzana 8	1.002	0.983
Manzana 9	1.004	0.985
Manzana 10	1.001	0.982
Manzana 11	0.996	0.978

Manzana 12	0.996	0.978
Manzana 13	0.996	0.977
Manzana 14	1.000	0.981
Manzana 15	0.993	0.974
Manzana 16	0.989	0.971
Manzana 17	0.990	0.971
Manzana 18	0.990	0.972

Tabla 10: Valores máximos y mínimos de potencia activa

	Potencia Activa [kW]	
	Máximo	Mínimo
EV Punto de Carga 1	65.877	0
EV Punto de Carga 2	44.654	0
EV Punto de Carga 3	81.144	0
EV Punto de Carga 4	166.254	0
EV Punto de Carga 5	84.126	0

Tabla 11: Valores máximos y mínimos de carga de las líneas del sistema

Elemento	Cargabilidad [%]	
	Máximo	Mínimo
LN LV Charge	52.724	0
LN LV 01	12.566	12.339
LN LV 02	7.603	7.463
LN LV 03	15.16	14.882
LN LV 04	10.236	10.044
LN LV 05	7.626	7.485
LN LV 06	25.378	24.909
LN LV 07	27.735	27.229
LN LV 08	35.268	34.610
LN LV 09	46.113	45.266
LN LV 10	18.587	18.252
LN LV 11	29.891	29.348
LN LV 14	22.883	22.454
LN LV 15	7.653	7.511
LN LV 16	29.110	28.565
LN LV 17	7.598	7.459
LN LV 18	10.173	9.984
LN LV 20	7.627	7.486
LN LV 21	7.567	7.429
LN LV 22	28.896	28.364
LN LV 23	13.621	13.372
LN LV 24	7.585	7.447
LN LV 25	6.066	5.955
LN LV 26	10.245	10.053
LN LV 27	7.678	7.536

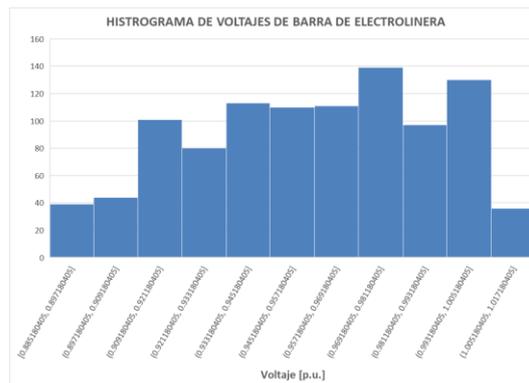


Figura 14: Histograma de voltaje de la barra de electrolinera. Caso 1

En la Tabla 10 se observa que la barra de electrolinera tiene un valor de 0,885 p.u que está bajo el límite mínimo. Pero ocurre en menor frecuencia como se observa en la Fig. 14.

Se considera el uso de CDF, obteniendo que los escenarios de operación fuera del límite inferior de voltaje no sobrepasa el 30%. Por lo que se necesita definir estrategias para mitigar en cierta forma dichos escenarios.

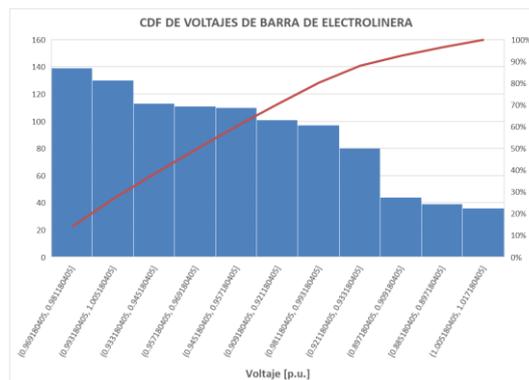


Figura 15: CDF de voltaje de barra de la electrolinera. Caso 1

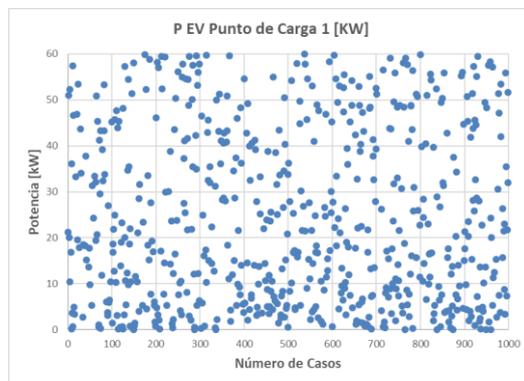


Figura 16: Generación de casos- Porcentaje del vehículo eléctrico 1. Caso 1

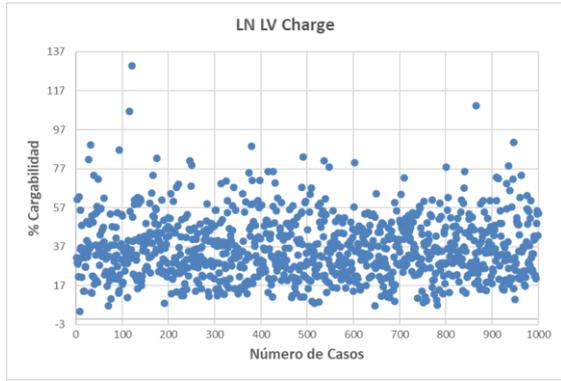


Figura 17: Generación de casos-Potencia activa de vehículo eléctrico. Caso 1

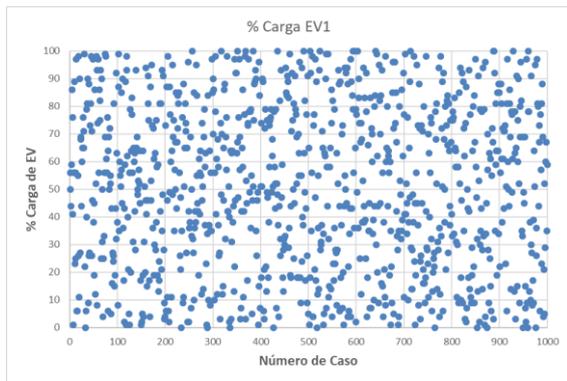


Figura 18: Generación de casos-Potencia acaba de vehículos 1. Caso 1

En la Fig. 16 y 17 se observa que se toma valores de carga del vehículo desde 0 a 100%, lo cual permite obtener un espectro de todos los casos posibles.

En la Fig. 18 la cargabilidad de la línea de alimentación de la electrolinera presenta valores que superan el 77% hasta 135%, poco recurrentes presentando un escenario de sobrecarga de líneas.

Caso 2: Integración de sistemas fotovoltaicos

Teniendo un escenario de sobrecarga de 35%, considerando que la potencia máxima promedio es 430.4 kW. Se considera suplir el 60% del excedente mediante el uso de paneles solares.

Tabla 13: Comparación de valores de voltaje de los casos de estudio con y sin PV

Elemento	Voltaje [p.u.]	
	Mínimo sin PV	Mínimo con PV
Barra Alimentador Ambato	1.02	1.02
Barra LV Transformador Distribución	0.997	1.013
Barra Electrolinera	0.885	0.963
Manzana 1	0.991	1.008
Manzana 2	0.987	1.004
Manzana 3	0.982	0.999
Manzana 4	0.981	0.998
Manzana 5	0.991	1.016
Manzana 6	0.989	1.018

Manzana 7	0.983	1.002
Manzana 8	0.983	1.002
Manzana 9	0.985	1.007
Manzana 10	0.982	1.001
Manzana 11	0.978	0.996
Manzana 12	0.978	0.996
Manzana 13	0.977	0.996
Manzana 14	0.981	1.001
Manzana 15	0.974	0.997
Manzana 16	0.971	0.993
Manzana 17	0.971	0.993
Manzana 18	0.972	0.993

Tabla 14: Ubicación y Potencia de paneles fotovoltaicos

UBICACIÓN	POTENCIA INSTALADA [KW]
Manzana 1	10
Manzana 6	10
Manzana 9	10
Manzana 15	10
Electrolinera	60
TOTAL	100

Al integrar paneles solares el voltaje de la barra de la electrolinera pasa de 0.885 a 0.963 p.u. ubicándose dentro de los límites de operación. En donde los sistemas de PV tienen un aporte del 13.89%, lo cual beneficia las condiciones operativas del sistema.

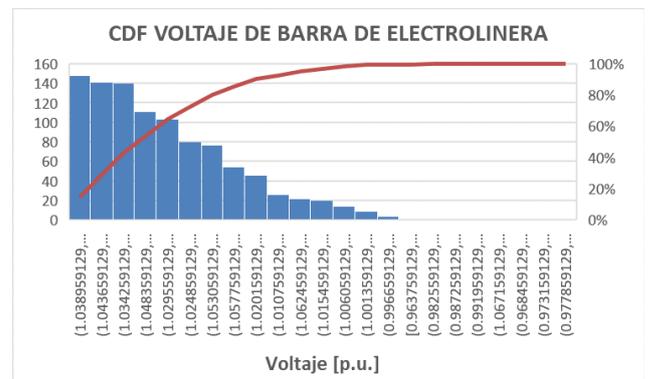


Figura 19: CDF de voltaje de la barra de electrolinera. Caso 2

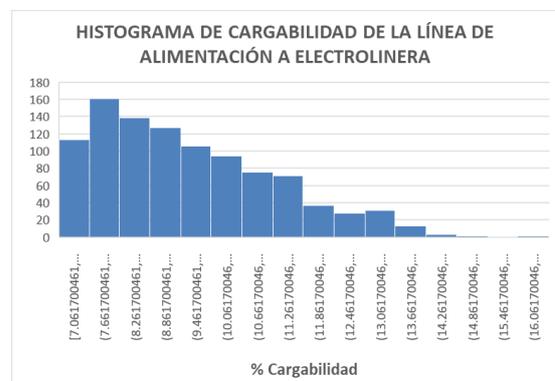


Figura 20: Cargabilidad de la línea de alimentación de la barra de la electrolinera. Caso 2

En la Fig. 19, de acuerdo con la curva CDF, se observa que mínimamente baja del valor de 1 p.u, lo cual es algo aceptable.

En la Fig. 20 se tiene valores que no superan el 16 % en el estado de carga de la línea de alimentación a la barra de electrolinera, teniendo un beneficio importante para la red.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El estudio y análisis de la demanda considerando la integración de nuevas cargas especiales a un sistema eléctrico de potencia es de gran importancia frente a la planificación de los sistemas de distribución, en este sentido como se observó es imprescindible el uso de herramientas de tipo determinísticas como en el estado del arte, o de herramientas complementarias como lo es la simulación de MonteCarlo.

A través del uso de la simulación de MonteCarlo es posible la generación de un número determinado de casos operativos. En este sentido, es importante conocer el modelo en el cual se va aplicar, definiendo las entradas y salidas que se van a obtener, además de definir las herramientas estadísticas o probabilísticas para su modelado.

Se pudo observar que la aleatoriedad que presenta el modelo permite definir aspectos como de los casos críticos del sistema que es de los parámetros más importantes frente al análisis y la posibilidad de definir contingencias frente al mejoramiento de la respuesta del sistema.

Al tener escenarios críticos, se ha considerado la inclusión de la generación de tipo fotovoltaica en el sistema, de forma que permite mitigar los efectos de la inclusión de los vehículos eléctricos en la barra de la electrolinera, tal como se observó en los resultados obtenidos, fue de gran beneficio para la red, de manera que se ha mejorado la respuesta del voltaje del sistema.

Es importante que en el país se desarrolle una normativa y una regulación frente al análisis de la demanda de vehículos eléctricos en el sistema, con la posibilidad de definir aspectos característicos para la evaluación de su impacto en la red eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «Los Sistemas Inteligentes de Transporte y sus Efectos en la Movilidad Urbana e Interurbana,» Scripta Nova, vol. 6, nº 170, pp. 741-798, 2004.
- [2] A. V. Uyaguari Guachisaca, «Análisis del requerimiento operativo y legal para los vehículos eléctricos en el Distrito Metropolitano de Quito, DMQ,» Quito, 2020.
- [3] A. V. Penados Ríos y D. Zuluaga Ocampo, «Implementación de un Sistema de Simulación para la Estimación del Impacto de los Vehículos Eléctricos sobre el Sistema Eléctrico en la Ciudad de Pereira,» Pereira, 2020.
- [4] J. López, J. Rider y J. Contreras, «Electric Distribution Network Planning Under Uncertainty,» 2020.
- [5] R. N. Anderson, R. Ghafurian y H. Garavi, «Smart Grid The Future of the Electric Energy System,» 2010.
- [6] L. I. Sánchez Loor y V. E. Calle García, «Estimación de parámetros de planificación y curva de carga de vehículos eléctricos en base a mediciones,» CIER, 2017.
- [7] R. Rifaat, «On Composite Load Modeling for Voltage Stability and Under Voltage Load Shedding,» Proceedings of IEE PES General Meeting, pp. 1603-1610, 2004.
- [8] S. Pareek, A. Sujil y S. Ratra, «Electric Vehicle Charging Station Challenges and Opportunities: A Future Perspective,» International Conference on Emerging Trends in Communication, Control and Computing, 2020.
- [9] A. Santos, N. McGuckin, Y. Nakamoto, D. Gray y S. Liss, «Summary of travel trends: 2009 national household travel survey,» Tech. Rep. , 2011.
- [10] S. Divyapriya y R. Vijayakumar, «Design of residential plugin electric vehicle charging station with time of use tariff and iot technology,» 2018 International Conference on Soft-computing and Network Security (ICSNS), pp. 1-5, 2018.
- [11] A. S. Varghese, P. Thomas y S. Varghese, «An efficient voltage control strategy for fast charging of plug-in electric vehicle,» 2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT), pp. 1-4, 2017.
- [12] C. Chan y K. Chau, «Modern electric vehicle technology,» Oxford (England): Oxford University Press, 2001.
- [13] J. Gil Aguirre, S. Pérez Londoño y J. Mora Flórez, «Análisis de los modelos de carga propuestos para los vehículos eléctricos,» 2017.
- [14] M. El Chehaly, O. Saadeh, C. Martínez y G. Joos, «Advantages and applications of vehicle to grid

mode of operation in plug-in hybrid electric vehicles.» IEEE Electrical Power and Energy Conference, 2009.

- [15] Y. Zhang, P. Rousseaux, I. Wehenkel y M. Pavella, «SIME: A Comprehensive Approach to Fast Transient Stability Assessment,» Proceedings of IEE-Japan, Power and Energy '96, pp. 177-182, 1996.
- [16] A. Selim, M. Abdel-Akher y M. Aly, «Plug-in hybrid electric vehicles aggregation and real-time active power control simulation analysis in distribution systems,» IEEE Power Systems Conference (MEPCON). Eighteenth International Middle East, pp. 723-728, 2016.
- [17] M. De Freige, «Design and simulation of a fast-charging station for plug-in hybrid electric vehicle(PHEV) batteries,» 2011.
- [18] S. E. Siavichay Morocho, «Modelado de Estaciones de Carga Rápida para Vehículos Eléctricos y sus Efectos en un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica,» Cuenca, 2017.
- [19] L. A. Quizhpe Conde, «Diseño eléctrico de un sistema de recarga rápida (electrolinera) para baterías de vehículos eléctricos,» Loja, 2018.
- [20] O. D. Chacón Herrera, «Análisis del Impacto de la Carga de Vehículos Eléctrico en Transformadores de Distribución,» Quito, 2021.
- [21] J. A. Pumashunta Pumashunta, «Propuesta de Implementación de una estación de carga para baterías eléctricas vehiculares,» Latacunga, 2021.
- [22] L. I. Sánchez Loor, «Modelo para la Proyección de Vehículos Eléctricos Particulares en el Ecuador y sus Requerimientos de Demanda, utilizando patrones de crecimiento logístico y simulación de MonteCarlo,» Quito, 2022.
- [23] L. L. Chiza y J. C. Cepeda, «Predicción del Margen de Estabilidad de Corredores de Transmisión Aplicando Criterios de Minería de datos y Algoritmos de Machine Learning,» Revista Técnica "energía", vol. 18, n° 1, pp. 37-47, 2021.
- [24] J. Riofrio, M. Chamba y J. Cepeda, «Evaluación Probabilística y Gestión del Riesgo de la Cargabilidad de la Red por la Puesta en Servicio del Metro de Quito considerando el Movimiento Estocástico de los Trenes Eléctricos,» Revista Técnica "energía", pp. 1-11, 2019.



Julio Lascano Vásquez.- nació en la provincia de Tungurahua el 20 de enero de 1986. Cursó sus estudios de Ingeniería mecánica en la Universidad Técnica de Ambato, realizó estudios de Posgrado en la Universidad Técnica de Ambato y Universidad Técnica de Cotopaxi.

Se desempeña como profesional en la empresa VEHICENTRO VEHICULOS Y CAMIONES CENTRO SIERRA S.A.



Roberth Saraguro Ramirez.- nació en la provincia de Loja el 18 de enero de 1982. Cursó sus estudios de Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional. Realizó estudios de Posgrado en la Escuela Politécnica Nacional y Universidad Nacional de Rosario

Argentina. Se desempeña como profesional en el área de operación en tiempo real del sistema eléctrico Quito.



Carlos Quinatoa.- Ingeniero en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Máster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira y Aspirante a Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la

Universidad Central de Venezuela, estudios realizado mediante la obtención de la beca Alemana DAAD, miembro activo del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE, investigador junior de la IEEE, consejero de la Rama Estudiantil IEEE-UTC, coordinador de la Maestría en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia de la UTC, docente investigador de ingeniería en electricidad y maestría en electricidad de la UTC.



Jessy Tapia Palma.- nació en la provincia de Cotopaxi el 26 de enero de 1985. Cursó sus estudios de Ingeniería en la ESPE, realizó estudios de posgrado en la Universidad de Cotopaxi. Se desempeña como profesional en el IESS



Luis Chiza.- nació en Atuntaqui, en diciembre de 1993. Recibió su título de Ingeniero en Electrónica y Control en la Escuela Politécnica Nacional; culminó sus estudios de Máster en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes de la Escuela Politécnica Nacional. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo en convenio entre CELEC EP-Coca Codo Sinclair y CENACE. Sus campos de investigación son: sistemas de control, Smart Grids, Redes industriales, control de máquinas eléctricas.

Optimal Location of Reclosers in Distribution Networks with Distributed Generation Using Genetic Algorithms and Service Quality Indexes

Ubicación Óptima de Reconectores en Redes de Distribución con Generación Distribuida Utilizando Algoritmos Genéticos e Índices de Calidad de Servicio

 J.C. Ríos¹

 C.I. Quinatoa¹

 G.I. Casillas²

¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador
E-mail: juan.rios6243@utc.edu.ec; carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec

²Empresa Eléctrica Quito EEQ.
E-mail: gcasillas@eeq.com.ec

Abstract

This paper presents a mathematical model for optimal location of reclosers placement using the genetic algorithm optimization technique in distribution systems, considering the insertion of distributed resources, such as distributed systems. The methodology includes the power flow solution using the open-source software OpenDSS, through the interface developed by Electric Power Research Institute - EPRI. The values of voltages, currents, powers and SAIFI/SAIDI indicators are transferred to Matlab software. The optimization algorithm determines the proper positions to install reclosers.

Index Terms— reclosers, genetic algorithm, distributed energy resources, distributed systems, OpenDSS, quality of service, SAIFI, SAIDI.

Resumen

Este artículo presenta un modelo matemático para la ubicación óptima de reconectores utilizando la técnica de optimización de algoritmos genéticos en sistemas de distribución, considerando la inserción de recursos distribuidos, como los sistemas distribuidos. La metodología incluye la solución del flujo de potencia utilizando el software de código abierto OpenDSS, a través de la interfaz desarrollada por Electric Power Research Institute - EPRI. Los valores de voltajes, corrientes, potencias e indicadores SAIFI/SAIDI se transfieren al software Matlab. El algoritmo de optimización determina las posiciones adecuadas para instalar reconectores.

Palabras claves— reconectores, algoritmo genético, recursos energéticos distribuidos, sistemas de distribución, OpenDSS, calidad de servicio, SAIFI, SAIDI.

Recibido: 27-03-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Ríos, J.; Quinatoa, C.; Casillas, G. (2023). "Ubicación Óptima de Reconectores en Redes de Distribución con Generación Distribuida Utilizando Algoritmos Genéticos e Índices de Calidad de Servicio". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 65-72

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.571>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución de energía eléctrica generalmente tienen miles de consumidores conectados en medio o bajo voltaje consumidores que pueden ser residenciales, comerciales, industriales, entre otros, los cuales requiere un servicio de suministro de electricidad con altos niveles de confiabilidad [1]. En los últimos años, se han incorporado significativamente equipos de generación distribuida en los sistemas de distribución; equipos que tienen diferentes tecnologías como solar fotovoltaica, aerogeneradores, pequeñas centrales hidroeléctricas, etc. Además, algunos equipos de generación distribuida se instalan y operan con sistemas de almacenamiento de energía, con el fin de aprovechar sus excedentes de energía eléctrica [2], [3].

La generación distribuida y los sistemas de almacenamiento de energía forman parte de un área más amplia y de gran importancia en sistemas de distribución, conocida como recursos energéticos distribuidos. La generación distribuida se caracteriza porque los equipos de generación están ubicados cerca de una o varias cargas (demandas), y sus potencias nominales son más bajas en comparación con las grandes centrales de generación conectadas en sistemas de transmisión. Por ejemplo, equipos de generación distribuida en Ecuador tienen una potencia nominal menor a 10 MW [4].

Los sistemas de generación distribuida se encuentran cada vez más cerca de las cargas. En consecuencia, tienen el potencial de disminuir las interrupciones del servicio eléctrico a los usuarios por las fallas presentadas en el sistema de distribución. Por ejemplo, un usuario residencial en Estados Unidos tiene una media de 90 minutos de duración sin energía al año, de los cuales 70-80 minutos se atribuyen a defectos que se producen en el sistema de distribución [5].

La planificación operativa de sistemas de distribución es una actividad muy importante para las empresas distribuidoras. El primer artículo orientado a la planificación operativa de sistemas de distribución estudia la ubicación de banco de capacitores y reconectores [6]; el estudio, considera restricciones de radialidad y límites térmicos de equipos, el trabajo no considera curvas de carga y sistemas de generación distribuida, que forman parte de los sistemas de distribución actuales. Sin embargo, estos aspectos deben considerarse bajo la nueva realidad de los sistemas de distribución, puesto que, hoy en día no es posible analizar un sistema sin generación distribuida.

Con respecto a la confiabilidad, es importante mencionar que un sistema de distribución con bajos niveles de confiabilidad, tiene costos menores, una reducción entre 40% - 50% aproximadamente, que un sistema de distribución con mayor confiabilidad [5]. Esto debido al costo de instalar más redes con las posibilidades de transferencia de carga, con equipos de seccionamiento, protección y con capacidad de

integración y automatización. Por esta razón, la inversión realizada en la confiabilidad de un sistema de distribución debe ser el resultado de un análisis de ingeniería de la mejor manera posible.

El estudio de investigación previo considera criterios de confiabilidad basados en interrupciones permanentes presentadas en sistema de distribución [7]. En [8] se consideran los costos y variaciones de voltaje asociados con interrupciones permanentes dentro de la función objetivo del problema de optimización desarrollado. Por otra parte, en [9] se investiga la reconfiguración óptima de una red de distribución mediante la manipulación de dispositivos operativos, que reconectan secciones de la red de distribución en el menor tiempo posible.

En [3], [10], [11], [12], los autores discuten la necesidad de una herramienta para el análisis de los sistemas de distribución, que se implemente, en un software libre y de código abierto, que proporcione soporte para la planificación operativa del sistema de distribución (SD's). Esta herramienta debería, considerar equipos de protección y seccionamiento, y sistemas de comunicación para la automatización en la red y recursos distribuidos en conjunto con los inversores inteligentes. En este contexto, el *Electric Power Research Institute* (EPRI) desarrolló el Software OpenDSS, que es una solución flexible y personalizada, diseñada específicamente para enfrentar los desafíos que presentan las empresas de distribución. OpenDSS permite modelar y simular fácilmente tecnologías convencionales y avanzadas, características activas y controles de distribución.

Parte de la operación en la red y la estructura de planificación integrada de sistemas de distribución, es la inserción de la confiabilidad y la calidad del servicio dentro del modelo de largo, mediano y corto plazo, aplicado en las empresas distribuidoras de energía [13]. En este escenario, en la Regulación 002/20 contempla los indicadores relacionados con los diversos fenómenos que cubren la calidad del servicio, como FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado) y TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado). Los indicadores proporcionan información muy importante que permite actuar sobre su sistema, realizando acciones operativas eficientes y efectivas.

En todo el mundo, en forma genérica, se utilizan indicadores de calidad del servicio, como el Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema (SAIFI) y el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI), que son los que se contemplan en este trabajo.

En [14], [15] y [16], los autores presentan el impacto de la Generación Distribuida (GD) en la planificación de la operación de redes de distribución de medio voltaje, utilizando algoritmos genéticos (AG) como técnica de optimización, la cual, es una metaheurística que busca identificar la mejor solución de una manera tentativa

basada en ciertos objetivos, criterios y límites. En [17] se resume las ventajas fundamentales de los AG sobre otras técnicas heurísticas, de la siguiente manera:

- Trabajan con una codificación de conjunto de parámetros, no utilizan parámetros particulares;
- Inician considerando un conjunto de soluciones para el problema de optimización, no de una solución única;
- Solución del problema orientado por la función objetivo, no por sus derivadas o información externa;
- Utiliza reglas de transición probabilísticas en el proceso de obtener la solución, y no reglas deterministas.
- El Algoritmo Genético, es una herramienta que considera dentro de la función objetivo, la radialidad de la red, el balance de carga en las fases, la reducción de pérdidas de energía, caídas de voltaje e inversiones en refuerzos de red, con el fin de obtener la sección de los cables y, determinar la ubicación óptima de banco de capacitores y de sistemas de generación distribuida.

Este artículo presenta un modelo matemático basado en algoritmos genéticos que determina la ubicación óptima de reconectores en sistemas de distribución. La función objetivo propuesta minimiza el impacto de las interrupciones de servicio, el número de usuarios sin servicio ante una falla y los costos fijos de los reconectores.

Además, el modelo de optimización desarrollado se puede aplicar en redes que incluyan generación distribuida. El flujo de potencia es resuelto por OpenDSS. En cuanto, la aplicación del Algoritmo de Optimización (A.O.) desarrollado, utiliza la interfaz y **Matlab**-OpenDSS, desarrollado por el EPRI. Los resultados de las magnitudes eléctricas se envían a **Matlab** donde, mediante el algoritmo genético, se determinan los puntos óptimos de asignación de los reconectores. El modelo de optimización se aplica en una pequeña red de distribución de 12 nodos, que incluye un sistema de generación eólico.

2. MODELO DE OPTIMIZACIÓN Y SU IMPLEMENTACIÓN

El modelo de optimización propuesto; permite determinar la ubicación de reconectores en una red de distribución con generación distribuida, considerando varios puntos candidatos, donde técnica y operativamente sería posible instalar reconectores. Es decir, el modelo de optimización considera sitios propuestos para la instalación de reconectores, resultantes de inspecciones de campo, estudios de protecciones y de la disponibilidad en relación con la

instalación de un sistema de comunicación e integración con **SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)** (apuntando a la futura automatización de equipos).

La función objetivo-del modelo de optimización tiene como fin minimizar el valor de los índices de calidad SAIFI y SAIDI, el número de clientes sin servicio ante una falla y los costos fijos de los reconectores (costos de inversión que tendrían que cubrir las empresas distribuidoras).

2.1 Información necesaria

Para implementar el modelo de optimización propuesto se requiere la siguiente información:

- Configuración y reactancias de la red de distribución (subestaciones, líneas, transformadores y sistemas de generación distribuida);
- Tasas de falla y de reparación de los elementos de red de distribución.
- Número de usuarios asociados a cada transformador de distribución;
- Puntos donde se desea evaluar la calidad de la energía para calcular el SAIFI, SAIDI y clientes sin servicio (medidores virtuales); y
- Ubicación donde técnica y operativamente pueden ser instalados reconectores en la red de distribución para integrarse y automatizarse.

2.2 Programas computacionales

Dos programas computacionales son necesarios para resolver el modelo de optimización propuesto, como se detalla a continuación:

La simulación del sistema de distribución se la realiza mediante el programa OpenDSS [12], que es un software de simulación de redes de distribución y que ha contribuido al desarrollo de redes eléctricas inteligentes. OpenDSS, presenta las siguientes ventajas:

- Plataforma avanzada de análisis de sistemas de distribución que permite a los ingenieros realizar estudios especializados;
- Solución flexible y personal, diseñada específicamente para enfrentar los desafíos que enfrentan los ingenieros de distribución;
- Permite a los ingenieros modelar fácilmente tecnologías, características y controles de distribución tradicionales y avanzados;
- Desarrollado para estudiar el tiempo y los efectos espaciales de los recursos energéticos distribuidos.



MATLAB, software de programación, donde se resuelve el modelo de optimización desarrollado y que regirá OpenDSS.

Es importante mencionar que, los modelos de flujo de potencia, SE's y OpenDSS - interfaz **Matlab**, -utilizados en este trabajo, se obtienen de [12].

2.2.1 Solución del problema establecido

En este artículo, se elaboró un modelo de optimización. Usando Algoritmos Genéticos que presenta las siguientes ventajas:

- Es apropiado para la resolución de problemas con un mayor número de variables y una gran cantidad de equipos, como es el caso de las redes de distribución;
- Considera el comportamiento no lineal de la función objetivo;
- Permite considerar las restricciones con los límites y parámetros, de acuerdo con la metodología propuesta.

2.2.2 Función Objetivo

Para resolver el problema propuesto, se desarrolló una función objetivo (FO) que considera en su formulación los indicadores: SAIFI, SAIDI, número de usuarios sin servicio ante una falla y costos fijos de los reconectores. Para este trabajo, se relacionan notas y ponderaciones a cada elemento de FO con el fin de incluir los objetivos estratégicos de las distribuidoras en cada alternativa evaluada, de acuerdo con (1) y (2).

En este artículo, se asumió la coordinación de protección existente.

$$\begin{aligned} \max FO_l = & \lambda_{SAFI} * NR_{SAIFI_l} + \lambda_{SAIDI} \\ & * NR_{SAIDI_l} + \lambda_{\#usu} \\ & * NR_{\#usu_l} + \lambda_{cu} \\ & * NRCu_l \end{aligned} \quad (1)$$

Sujeto a:

$$\lambda_{SAFI} + \lambda_{SAIDI} + \lambda_{\#usu} + \lambda_{cu} = 1 \quad (2)$$

Donde:

- l : Posible alternativa de inserción de RC's en la red (A.G. individual)
- FO_l : Valor de la función objetivo para un individuo l

$\lambda_{SAFI}, \lambda_{SAIDI}, \lambda_{\#usu}, \lambda_{cu}$: Ponderaciones prioritarias: SAIFI, SAIDI, usuarios sin servicio y costos fijos

NR_{SAIFI_l} : Nota de función SAIFI para un individuo l

NR_{SAIDI_l} : Nota de función SAIDI para un individuo l

$NR_{\#usu_l}$: Tenga en cuenta la función de número de usuarios sin servicio para un individuo l

$NRCu_l$: Nota de la función de los costos fijos de inversión de los RC para un individuo l

Para la nota de restricción SAIFI (3) y (4), se considera el valor máximo del indicador registrado en su historial (referencia), con el fin de evitar el incumplimiento de los límites establecidos por la Agencia de Regulación. Esta nota está en función de Tasas de reparación de elementos de red y tasas de fallas, relación del SAIFI del individuo l con el SAIFI de referencia.

$$RSAIFI_l = \frac{SAIFI_l}{SAIFI_{ref}} \quad (3)$$

Donde:

$RSAIFI_l$: Relación SAIFI, para l individual

$SAIFI_l$: SAIFI del período de análisis, para el individuo l

$SAIFI_{ref}$: SAIFI de referencia

$$N RSAIFI_l = \begin{cases} 1 & RSAIFI_l < RSAIFI_{min} \\ \frac{RSAIFI_{ref} - RSAIFI_l}{RSAIFI_{ref} - RSAIFI_{min}} & \leq RSAIFI_l \leq RSAIFI_{ref} \\ 0 & RSAIFI_l > RSAIFI_{ref} \end{cases} \quad (4)$$

Donde:

$N RSAIFI_l$: Nota SAIFI, para l individual

$RSAIFI_{min}, RSAIFI_{ref}$: SAIFI mínimo y relación de referencia

$RSAIFI_l$: Relación SAIFI, para l individual

Para la nota de la restricción SAIDI (5) y (6), se considera el valor máximo del indicador registrado en su historial (referencia), con el fin de evitar el incumplimiento de los límites establecidos por el Organismo Regulador. Esta nota estuvo en función de la



relación entre el SAIDI del individuo l con la referencia SAIDI.

$$RSAIDI_l = \frac{SAIDI_l}{SAIDI_{ref}} \quad (3)$$

Donde:

$RSAIDI_l$: Relación de SAIDI, para el individuo l

$SAIDI_l$: SAIDI del período de análisis del individuo l

$SAIDI_{ref}$: SAIDI de referencia

$$NRSaIDI_l = \begin{cases} 1 & RSAIDI_l < RSAIDI_{min} \\ \frac{RSAIDI_{ref} - RSAIDI_l}{RSAIDI_{ref} - RSAIDI_{min}} & RSAIDI_{min} \leq RSAIDI_l \leq RSAIDI_{ref} \\ 0 & RSAIDI_l > RSAIDI_{ref} \end{cases} \quad (4)$$

Dónde:

$NRSaIDI_l$: Nota de SAIDI, para el individuo l

$RSAIDI_{min}, RSAIDI_{ref}$: Relación de SAIDI mínimo y de referencia

$RSAIDI_l$: Relación de SAIDI, para el individuo l

La nota de la función de costos (7), (8) y (9), cubre los costos fijos de inversión de los RC's. Esta nota será en función de la relación de costos, el individuo l con un costo de referencia.

$$RCu_l = \frac{Cu_l}{Cu_{ref}} \quad (7)$$

Donde:

RCu_l : Relación de costos de RC's

Cu_l : Costos del período de análisis del RC's, para el individuo l

Cu_{ref} : Costos de referencia de RC's

$$NRCu_t = \begin{cases} 1 & RCu_t < RCu_{min} \\ \frac{RCu_{ref} - RCu_t}{RCu_{ref} - RCu_{min}} & RCu_{min} \leq RCu_t \leq RCu_{ref} \\ 0 & RCu_t > RCu_{ref} \end{cases} \quad (8)$$

Tabla 1

Donde:

$NRCu_t$: Nota de costos de RC, para el individuo l

RCu_{min}, RCu_{ref} : Relación de costos mínimos y de referencia del período de análisis

RCu_l : Relación de costos de RC's

Sujeto a:

$$Cu_l = \sum_{j=1}^{n_{BC}} C_{RLj} \quad (5)$$

Dónde:

Cu_l : Costos del período de análisis de RC's, para el individuo l

n_{BC} : Número de elementos BC

C_{RLj} : Costos de RC's

a. Resultados

Este trabajo representa una contribución directa a planificación operativa de corto plazo, automatización, confiabilidad, operación de sistemas de distribución y desarrollo de redes inteligentes-smart grids. Cubre la calidad del servicio técnico y los costos de los reconectores. El modelo matemático propuesto se aplica a una pequeña red de distribución [12], [18]. Es importante destacar, que puede ser aplicada a una red real con generación distribuida, gracias a la interfaz OpenDSS - Matlab.

3.1. Datos de red considerados

Los parámetros de las líneas en p.u., son los siguientes:

$$r1 = 0.7016, x1 = 0.706, r0 = 1.3379, x0 = 0.2025$$

Los datos de los transformadores se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Parámetros del transformador

Parámetro (ver Fig. 1)	Resistencia (%)	Reactancia (%)
Transformador (Tsub)	0.5	7
Transformador (Tg)	0.0	5
Regulador (Reg1)	0.0	1

La turbina eólica utilizada en este trabajo consiste en un generador de inducción conectado a la red.

El sistema SE's considera una turbina eólica de velocidades fijas modelado como un generador de inducción conectado en la red. Los datos se muestran en (ver Tabla 2).



Tabla 2: Parámetros de modelo del sistema eólico

Parámetro	Resistencia	Reactancia
Impedancia del estator	0.048 pu	0.075 pu
Impedancia del rotor	0.018 pu	0.12 pu
Impedancia de magnetización	0 pu	0 pu

3.2 Parámetros de simulación

El Algoritmo Genético y la Función Objetivo se simularon con los siguientes parámetros:

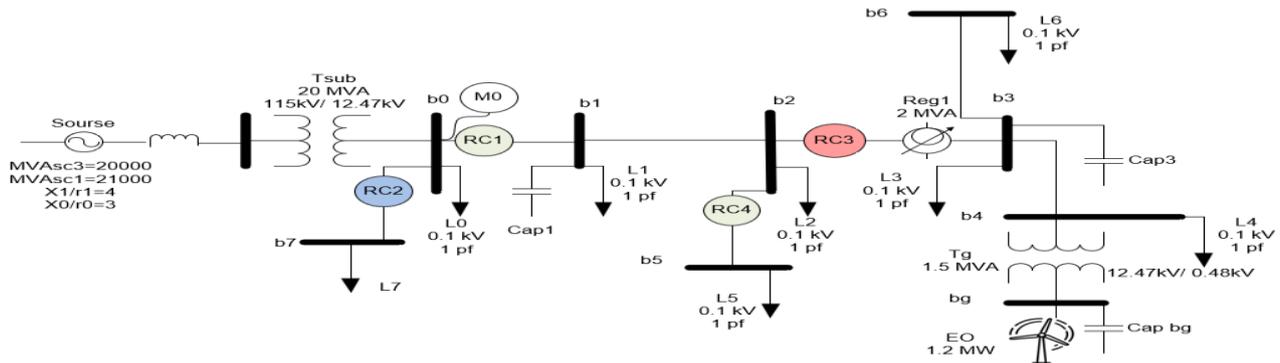


Figura 1: Topología de equipos considerados en la red

Pesos

$$\lambda_{SAFI} = 0.4 \quad \lambda_{SAIDI} = 0.1 \quad \lambda_{\#_{usu}} = 0.1 \quad \lambda_c = 0.4;$$

Tasa de cruce: 90%;

Tasa de mutación: 1%;

Número de generaciones: 20;

Tamaño de la población: 10 individuos;

TN: Tasa de cruce y mutación con normalización lineal;

TF: Velocidad de cruce y mutación fija.

b. Solución con la técnica de algoritmos genéticos

a. Solución con la técnica de algoritmos genéticos

La Tabla 3 muestra los resultados de la solución con la técnica A.G. Se observa que en la mayoría de los métodos evaluados (variación del método de selección y las tasas de cruce y mutación), la FO es de aproximadamente 0,42, validando así el algoritmo genético desarrollado. El tiempo de ejecución corto del algoritmo genético en el computador utilizado fue de 42,07 segundos, lo que corresponde a la solución con selección por torneo y velocidad de cruce normalizada y mutación (T TN). La columna Num_gen de esta tabla muestra el número de generación donde la función objetivo encontró la solución óptima.

La Tabla 4 presenta los resultados de asignación obtenidos en cada método de selección, con alternativas válidas que permiten instalar reancladores en puntos

donde técnica y operativamente es adecuada. La solución óptima se obtuvo insertando los reancladores RC2 (existentes) y RC3 (nuevos) en la red, de acuerdo con la Fig. 1 (en la tabla, "1" representa RC insertado en la red y "0" no insertado).

Tabla 3: Funciones objetivo de las soluciones óptimas obtenidas

Selección	F.O.	Num_gen	Tiempo de ejecución (segundos)
Torneo T TN	0.4104	6	42.065
Torno T TF	0.4301	4	43.073
Ruleta T TN	0.4344	10	44.032
Ruleta T TF	0.4207	5	42.988

Tabla 4: Sistemas de codificación de las soluciones óptimas obtenidas

Selección	Sistema de codificación			
	RC1	RC2	RC3	RC4
Torno T TN	0	1	1	0
Torno T TF	1	1	0	0
Ruleta T TN	0	1	1	1
Ruleta T TF	1	1	0	1

La Fig. 1 presenta gráficamente la solución óptima obtenida, como resultado de aplicar el modelo matemático desarrollado. El medidor virtual en la subestación (M0) permite almacenar los valores de calidad de servicio como: SAIFI, SAIDI y número de consumidores aguas abajo, además de los resultados de flujo de potencia, voltajes, corrientes, potencia, energías y pérdidas.

Además, la Fig. 1, muestra la ubicación del equipo en la red: en verde, posibles puntos de asignación (propuestos, pero no utilizados por la solución encontrada); en azul, los existentes; y, en rojo, las que se insertarán (nuevas) como resultado de la metodología propuesta (RC2 y RC3), considerando la inserción del sistema eólico en la red.

La Tabla 5, presenta los resultados relacionados con la función objetivo, en la que se observan mejoras significativas en los indicadores: aproximadamente 70% en SAIFI, SAIDI y costos fijos de RC's, y 33% en el número de usuarios fuera del servicio. Es importante tener en cuenta que el escenario inicial considera todos



los reconectores (RC's) con coordinación de las protecciones.

Tabla 5: Resultados de la Figura 1

Escenario	SAIFI (Interrupciones/usuarios- semestre)	SAIDI (horas/usuario- semestre)	# usuarios	Costes fijos de RC's (USD)
Inicial	10,89	27,33	60	80.000
Final	2,50	6,00	40	20.000
Mejora en %	77	78	33	75

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este artículo, se propone un modelo matemático que usa Algoritmos Genéticos para determinar la ubicación óptima de reconectores en una red de distribución con generación distribuida. La función objetivo del modelo busca disminuir los índices de calidad de servicio SAIFI y SAIDI, el número de consumidores que serían afectados por interrupciones y los costos fijos de los reconectores. El modelo de optimización fue resuelto utilizando los programas OpenDSS y MATLAB, y su desempeño fue evaluado en una red de distribución de 12 nodos con generación distribuida.

Los resultados de la simulación indican que los indicadores de calidad SAIFI y SAIDI, se reducen de 10,89 [interrupciones/usuarios- semestre] a 2,9 [interrupciones/usuarios- semestre] y de 27,33 [horas/usuario- semestre] a 6 [horas/usuario- semestre] que los costos fijos de los reconectores se reducen de 80.000 USD a 20.000 USD, y el número de usuarios fuera del servicio se reducen de 60 usuarios a 40 usuarios.

Los resultados obtenidos muestran la importancia de contar con los criterios del personal de campo y su conocimiento físico de la infraestructura eléctrica como SE's, en la definición de los puntos iniciales donde técnica y operativamente sería apropiado instalar los reconectores; aspectos claves que deben integrarse en la decisión de las acciones operativas, que se planifican dentro del horizonte de corto plazo.

TRABAJOS FUTUROS

El trabajo desarrollado se establece dentro del ámbito de las redes eléctricas inteligentes con recursos distribuidos, que es uno de los objetivos de las distribuidoras, con la visión de tener un sistema de distribución autónomo, con suministro interrumpido y con aplicaciones de software libre de código abierto.

La correcta definición de los puntos a instalar los reconectores, considerando criterios de la disponibilidad de red de comunicación, permite la integración con el SCADA. La implementación de un proyecto de automatización en la red, que se centraliza a nivel del centro de control, semicentralizado en la subestación distribuida entre los equipos de seccionamiento y protección instalados en la red [19], [20], conlleva el siguiente escenario:

- Disminución de los tiempos de servicio obtenidos por la funcionalidad FLISR de las redes inteligentes (asignación, aislamiento y reembolso del servicio, cuando se produce una falla de red)
- Definición del rendimiento de la función FLISR, ya sea manual, semiautomática o automática.
- Uso de aplicaciones disponibles en el Sistema Avanzado de Gestión de Distribución (ADMS), como estado estimado, corte de carga y protección dinámica, cambiando los ajustes en los grupos de protección/reconectores.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Casillas, "Ubicación de equipos de regulación de voltaje en redes de Distribución considerando RD's, São Paulo." 2017.
- [2] J. Smith et al, "Momento y Ubicación," , IEEE Power & Energy, Vol. 15, N.º 2, pp. 34-42, 2017.
- [3] R. Dugan, J. Smith and M. Rylander, "It's All in the Plans. Maximizing the Benefits and Minimizing the Impacts of DERs in an integrated Grid ," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 13, N.º 2, pp. 10, 2015.
- [4] Regulación Nro. ACERNNR 001/2021 y 002/2021. Link:<https://databox.controlrecursosyenergia.gob.ec/index.php/s/XNmtbKttTtWKBRb/download>
- [5] R. Brown, "Electric Power Distribution Reliability," Segunda Edición Ed., New York: Taylor & Francis Group, LLC, 2009.
- [6] G. Peponis, "New dynamic, branch exchange method for optimal distribution system planning," IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, N.º 3, pp. 7, 1997.
- [7] K. Nara, "Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N.º 1, 1994.
- [8] J. Cebrian and N. Kagan, "Evolutionary Algorithms for the reconfiguration of radial distribution networks considering long interruption and voltage sag disruption costs," 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power IEEE, pp. 7, 2008.
- [9] A. Mendes, "(N-1) Contingency planning in radial distribution networks using genetic algorithms," Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), IEEE/PES, pp. 7, 2010.
- [10] R. Dugan, "Value of Sequential-Time Simulations in Distribution Planning," IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 50, N.º 6, pp. 5, 2014.

- [11] G. Casillas, N. Kagan and J. Cebrian, "Ubicación de Reconectores de Voltaje em Redes de Distribución Considerando Recursos Energéticos distribuidos," IEEE, pp. 8, 2016.
- [12] EPRI, "Electrical Power Research Institute - Smart Grid Resource Center - OpenDSS - help," 2004.
- [13] A. Dubey et al, "Allanando el camino para las aplicaciones de sistemas de gestión de distribución avanzados," IEEE Power & Energy, Vol. 18, pp. 76, 2020.
- [14] M. Sadeghi, "Probabilistic Analysis of Wind Turbine planning using," Thermal Power Plants (CTPP) IEEE, pp. 6, 2014.
- [15] D. Souza and N. Kagan, "Impact of Distributed Generation on the Operational Planning of Medium Voltage Distribution Networks Using Genetic Algorithms," IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, pp. 5, 2014.
- [16] G. Casillas, N. Kagan and J. Cebrian, "Voltage Regulators Allocation in Distribution Networks System Considering Energy Resources Distributed," IEEE International Conference - Automatic (ICA-ACCA), N.º 16525644, pp. 8, 2016.
- [17] D. Goldberg, "Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning," Addison-Wesley Publishing Company, Inc, 1989.
- [18] W. Power et al, "IEEE," pp. 8, 2012.
- [19] N. Kagan, M. Govea e F. C. Maia, Redes Eléctricas Inteligentes no Brasil, Rio de Janeiro: SYNERGIA, 2013.
- [20] G. I. Casillas, "Automatización dentro de la planificación integrada de sistemas de distribución," Ecuacior, vol. I, n° 1, pp. 1 - 12, 2018.



Germán Israel Casillas-

Graduado en Ingeniería Eléctrica por la Escuela Politécnica Nacional de Quito - Ecuador en 2008, Máster en Ingeniería Eléctrica en 2017 y candidato a Doctor por la Escuela Politécnica de la Universidad de São Paulo - Brasil. De 2007 a 2009 fue ingeniero asistente en la Organización Latinoamericana de Energía. En 2010 fue Ingeniero Eléctrico en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador. Actualmente, es Jefe del Departamento de Control de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas en la Empresa Eléctrica Quito desde el año 2011. Sus áreas de investigación de interés son la optimización, planificación y operación de sistemas de distribución de energía con recursos distribuidos y redes eléctricas inteligentes.



Carlos Iván Quinatoa Caiza-

Graduado en Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Máster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira y Aspirante a Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela. Obtuvo una beca Alemana DAAD. Es miembro activo del Instituto de Ingeniero Eléctrico y Electrónicos IEEE, investigador junior del IEEE, consejero de la Rama Estudiantil IEEE-UTC, coordinador de la Maestría en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia de la UTC, docente investigador de Ingeniería en Electricidad y maestría en Electricidad de la UTC.



Juan Carlos Ríos. - Recibió su título de Ingeniero Electromecánico en la Universidad Nacional de Loja (U.N.L.) Loja, Ecuador, en el 2008. Actualmente se desempeña como Profesional GIS, en el área de Distribución de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL U.N. El Oro.

Partitioning of an Electrical Distribution Systems Using K-Means and DBSCAN Clustering Algorithms

Partición de una Red Eléctrica de Distribución Aplicando Algoritmos de Agrupamiento K-means y DBSCAN

 P.A. Soto¹

 J.R. Castro¹

 R.M. Reategui¹

 T.D. Castillo¹

¹Universidad Técnica Particular de Loja

E-mail: pasoto@utpl.edu.ec; jrcaastro@utpl.edu.ec; mreategui@utpl.edu.ec; tdcastillo@utpl.edu.ec

Abstract

This paper proposes the methodology to perform the partitioning of a distribution network using data clustering algorithms such as K-means and DBSCAN. The data is obtained by generating variations in the network parameters and simulating the voltage profile using OpenDSS software. The proposed methodology is implemented on standard IEEE test distribution networks of 34 and 123 node test feeder. The results show that the nodes are grouped, achieving an adequate partition of the electrical distribution network.

Index terms— Data Mining, Distribution Networks, Partition Electric, Clustering.

Resumen

En este artículo se propone la metodología para realizar la partición eléctrica de una red de distribución utilizando algoritmos de agrupamiento de datos como K-means y DBSCAN. Los datos se obtienen generando variaciones en los parámetros de la red y simulando el perfil de voltaje con el software OpenDSS. La metodología propuesta se implementa en redes de distribución estándar de prueba IEEE de 34 y 123 nodos. Los resultados muestran que los nodos se agrupan, logrando una adecuada partición de la red eléctrica de distribución.

Palabras clave— Minería de Datos, Redes de Distribución, Partición Eléctrica, Agrupación.

Recibido: 13-04-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Soto, P.; Castro, J.; Reategui, R.; Castillo, T. (2023). "Partición de una Red Eléctrica de Distribución Aplicando Algoritmos de Agrupamiento K-Means y DBSCAN". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 73-81

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.572>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

El requerimiento de consumo de energía eléctrica en todos los países del mundo aumenta cada año. La generación, transmisión y distribución de energía presenta uno de los índices más altos de crecimiento a nivel global. Debido a la rápida industrialización y el crecimiento de los sectores residencial y comercial, las de las redes de distribución eléctrica se enfrentan a problemas de saturación y envejecimiento [1]. El crecimiento y la diversificación de las redes eléctricas en los últimos años han llevado a que operen cerca de sus límites de estabilidad y seguridad, lo que incrementa significativamente la probabilidad de fallas [2].

Los sistemas de energía actuales están en una fase de transición hacia redes más extensas y complejas. El método tradicional de control centralizado enfrenta el desafío de una gran carga computacional, especialmente en el caso de redes a gran escala, debido a la enorme cantidad de información que genera [3]. Estudios señalan que la mejor estrategia para superar estos desafíos es la subdivisión de las redes eléctricas en múltiples áreas interconectadas [4].

Varias investigaciones presentan diferentes métodos para la partición de redes eléctricas de distribución [4][5][6][7][8]. Mao [5] propone tres pasos para la partición de redes eléctricas. El primero paso realiza el cálculo de la distancia eléctrica a través del método de la impedancia. En segundo paso, aplica el método de detección de comunidades para dividir la red eléctrica en zonas internas, Y el tercer paso, une las zonas utilizando un algoritmo de búsqueda.

La partición de redes eléctricas puede mejorar el desempeño del sistema de distribución. Aumenta la seguridad ante fallas o ataques externos, mejorara la confiabilidad y la calidad del servicio al reducir las interrupciones y las fluctuaciones, optimiza la eficiencia al disminuir las pérdidas y el consumo, facilita la integración de fuentes de generación distribuida y de redes inteligentes, y favorece la participación y la satisfacción de los usuarios [9]. Sin embargo, esta técnica también implica algunos desafíos, como: definir los criterios y los métodos más adecuados para cada caso, considerar la incertidumbre y la variabilidad de las condiciones del sistema, evaluar el impacto ambiental y social de la segmentación, y garantizar la coordinación y la comunicación entre las zonas de la red.

Chai [4] propone como estrategia para controlar las variaciones de voltaje, la partición de redes eléctricas de distribución basada en el método de dirección alterna de multiplicadores. La red IEEE 123 nodos es fraccionada en 4 zonas.

Métodos de optimización lineal como los presentados en [8] y métodos de análisis de sensibilidad [10] carecen en incluir todas las variabilidades de las redes eléctricas; para incluir variaciones estocásticas en la red, desbalance de cargas y múltiples sistemas de control y protecciones

el problema de segmentación necesita ser resuelto por técnicas no lineales como los presentados en [9], que usa un algoritmo de recocido simulado para resolver el problema de minimización buscando un balance entre número, tamaño y autosuficiencia de los segmentos detectados

En la operación en tiempo real de una red eléctrica, los distribuidores de este servicio a menudo confían en una serie de reglas de operación seguras y estables para mantener la operatividad del sistema eléctrico. La potencia de transmisión límite o la capacidad de transmisión total es uno de los indicadores de operación clave o más importantes dentro de una red eléctrica interconectada. En los últimos años, el desarrollo y la amplia aplicación de tecnologías de big data e inteligencia artificial han proporcionado nuevos medios técnicos para el modelado, operación y distribución de energía en redes eléctricas [11].

La minería de datos utilizando técnicas de identificación de patrones y algoritmos de aprendizaje, ha revolucionado la forma de comprender y manejar sistemas, brindando soporte en el control de procesos, operaciones y servicios a los operadores de las diferentes áreas que manejan grandes volúmenes de datos. Una técnica de minería de datos es el análisis de agrupamientos, que permite identificar grupos con características similares, a través de algoritmos matemáticos y estadísticos. En [2] se usa minería de datos para identificar la barra piloto en redes eléctricas de distribución de IEEE de 13 y 34 nodos utilizando K-Means y DBSCAN.

En el presente trabajo se utilizará los algoritmos de agrupación K-Means y DBSCAN, ampliamente utilizados en minería de datos, con el fin de llevar a cabo la partición de las redes eléctricas de distribución IEEE de 34 y 123 nodos en el entorno de desarrollo integrado R-Studio.

La estructura del presente trabajo se compone de la siguiente manera: en el Capítulo 2 se describe las redes de distribución eléctrica, en el Capítulo 3 se detalla los pasos para la implementación de los algoritmos de minería de datos, el Capítulo 4 presenta el caso de estudio junto con los resultados obtenidos utilizando con la metodología propuesta, y finalmente en el capítulo 5 se exponen las conclusiones alcanzadas.

2. REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las empresas eléctricas, en cumplimiento de las normativas vigentes, opera sistemas eléctricos que abarcan la generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica. Su función primordial es asegurar el suministro continuo y de calidad, llevando esta energía desde su origen hasta los usuarios finales, como un servicio público esencial.

La estabilización del voltaje a lo largo de la red de distribución es un desafío clave en la operación de



sistemas eléctricos. Estos sistemas suministran potencia activa y reactiva a los usuarios finales, cuya demanda energética varía constantemente. Esto ocasiona fluctuaciones de voltaje en todos los puntos de la red. Para controlar estas variaciones, las compañías eléctricas emplean bancos de capacitores para inyectar potencia reactiva cuando es necesario, y, de manera inversa, utilizan bancos de inductores para consumir potencia reactiva según se requiera.

El sistema de prueba denominado IEEE de 34 nodos es una red desbalanceada, contiene 34 nodos, 32 líneas o enlaces que unen los nodos, de los cuales 24 son trifásicos y 8 monofásicos. La red está conformada por líneas monofásicas, bifásicas y trifásicas, 2 reguladores, 3 capacitores, una tensión nominal de 24.9kV. El alimentador de prueba IEEE de 123 nodos posee una tensión nominal de 4.16kV, está conformado por 123 nodos de los cuales 85 son de carga y uno de alimentación, consta de 118 enlaces aéreos y subterráneos o líneas entre los nodos, 4 reguladores de voltaje para solucionar los problemas de caídas de voltaje, 4 capacitores, cargas desbalanceadas y 12 interruptores [12].

Los datos empleados se obtuvieron mediante el software de simulación de redes eléctricas OpenDSS [13], utilizando el método estadístico de distribución Monte Carlo. Se generaron 100 variaciones de los niveles de tensión en cada nodo de las redes de prueba, donde cada variación de carga se realizó entre el 95% y el 105% de su valor nominal.

Una vez conformadas las bases de datos, es necesario realizar una normalización de los datos, lo cual permite una comparación adecuada y evita que los valores más grandes afecten los resultados del análisis. Para determinar el número óptimo de agrupaciones para cada algoritmo, se empleará el método del codo, y se utilizará el coeficiente de silueta como métrica para evaluar la calidad de los grupos.

2.1. Importancia de la partición eléctrica

El objetivo de la partición de redes de distribución eléctrica es dividir la red en áreas operativamente independientes y restringir el intercambio de información solo entre los nodos que conectan áreas adyacentes [8]. Para lograr la formación de grupos, se define una medida de similitud que refleje la influencia entre los nodos de la red, y luego se ejecuta el algoritmo de agrupamiento correspondiente.

A medida que la estructura de la red de distribución se vuelve más compleja, su análisis y monitoreo se vuelven más desafiantes. La segmentación de la red puede simplificar su estructura, permitiendo una operación y controles más eficientes en cada región [14].

Para asegurar una operación y gestión segura y estable de las redes eléctricas regionales, es crucial realizar una planificación de red adecuada y viable. Con

el fin de monitorear en tiempo real el estado de operación de la red y tomar decisiones rápidas, los profesionales del sector energético suelen dividir la red en varias subregiones y administrar cada una de forma independiente, lo que mejora significativamente la velocidad de procesamiento y reduce la carga computacional [15]. El control del voltaje en toda la red puede lograrse mediante el control individual de cada grupo [16]. Los resultados obtenidos en este estudio son comparados con los hallazgos de otros autores en la literatura.

3. MINERÍA DE DATOS

En la actualidad, la mayoría de los sistemas generan enormes cantidades de información que requieren ser procesadas y analizadas de manera ordenada, utilizando herramientas informáticas para automatizar este proceso. La minería de datos se destaca como un conjunto de técnicas diseñadas para extraer información valiosa a partir de grandes volúmenes de datos, analizando comportamientos similares, identificando patrones, asociaciones y otras características relevantes presentes en los datos.

El agrupamiento es una técnica de Machine Learning no supervisado que permite agrupar elementos similares entre sí, con el objetivo de identificar conjuntos con características comunes.

3.1. K-Means

El método de agrupamiento no supervisado busca encontrar la distancia mínima entre un conjunto de datos y el centro de cada grupo, generando así una partición en k grupos a partir de n observaciones. Cada grupo está representado por el promedio de los puntos que lo conforman, y el valor más representativo de cada grupo se llama centroide. El parámetro k , que indica la cantidad de grupos a descubrir, debe establecerse previamente [17].

Una manera de determinar el número de grupos, antes de aplicar el algoritmo K-Means, es mediante el método del codo. Este método calcula la suma de las distancias al cuadrado desde cada punto hasta su centroide asignado en cada iteración de K-Means. Durante cada iteración, se ejecuta el algoritmo con un número distinto de grupos, lo que resulta en un gráfico que muestra la suma de las distancias al cuadrado en función del número de grupos.

Uno de los desafíos principales del algoritmo K-Means es que su resultado puede variar para un mismo conjunto de datos, debido a que los centroides iniciales se seleccionan de forma aleatoria. Esta característica tiene un impacto directo en todo el proceso del algoritmo y puede generar resultados diferentes en cada ejecución.

La Fig. 1 muestra los pasos para la implementación del algoritmo de agrupamiento K-Means.



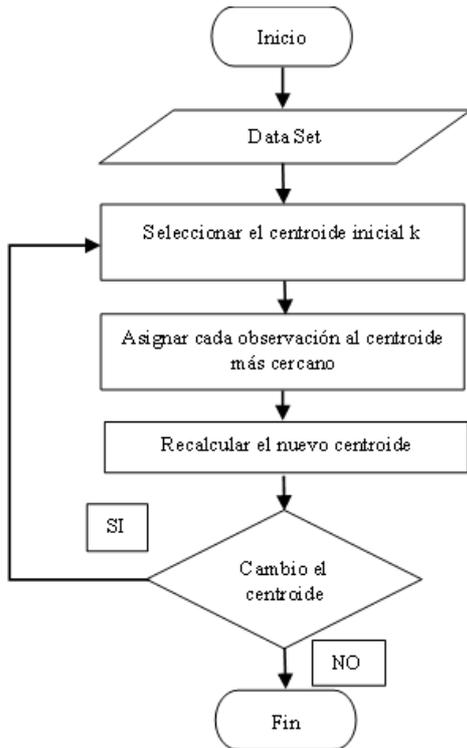


Figura 1: Diagrama de Flujo Algoritmo K-Means

Pasos para implementar el algoritmo K-Means:

- Detallar el número de k grupos que se pretenden encontrar.
- Elegir aleatoriamente k análisis del conglomerado de datos como centroides primarios. $z_1^{(0)}, z_2^{(0)}, \dots, z_k^{(0)}$.
- Estipular los análisis al centroide que se encuentre relativamente más contiguo (usando la distancia euclidiana). $C_i^{(k)}$ indica el vínculo de muestras, cuyo resultado del centroide es $z_j^{(k)}$

$$x \in C_i^{(k)}, \text{ si } d(x, z_i^{(k)}) < d(x, z_j^{(k)}) \quad (1)$$

$$i = 1, 2, \dots, k; i \neq j$$

- Cada uno de los k clústeres debe recalcular los centroides $z_i^{(k+1)}, j = 1, 2, \dots, k$. Entonces, el centroide resultante es:

$$z_i^{(k+1)} = \frac{1}{n_i} \sum_{x \in C_i^{(k)}} x, \quad i = 1, 2, \dots, k \quad (2)$$

Haciendo que n_i sea el número de objetos en $C_i^{(k)}$ Donde: k es en número de grupo. $z_i^{(k+1)}$ centroides primarios. $C_i^{(k)}$ vínculo de muestras.

- Reanudar los pasos tres y cuatro hasta que en las asignaciones no existan variaciones o, por otro lado, se determine el mayor número de iteraciones.

3.2. DBSCAN

El algoritmo DBSCAN es una herramienta diseñada para identificar grupos y ruido en bases de datos espaciales. Define los grupos como el conjunto más extenso de puntos conectados con una densidad específica. Entre sus ventajas se destacan su simplicidad y su capacidad para descubrir agrupaciones con características diversas, revelando valores especiales [18].

Para la implementación de DBSCAN se requiere de forma previa conocer dos parámetros principales que son:

- Epsilon (ϵ): La distancia máxima entre dos puntos cercanos
- MinPts: El número mínimo de puntos cercanos alrededor de un punto especificado, para ser determinado como punto central.

Con los parámetros indicados, cada observación puede ser un punto central, un punto de borde o un punto considerado como ruido.

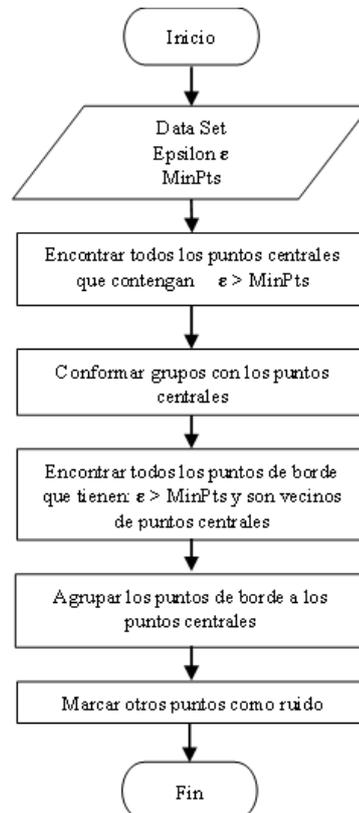


Figura 2: Diagrama de Flujo Algoritmo DBSCAN

El proceso de DBSCAN continúa hasta que todos los objetos han sido procesados. Los puntos que no se asignan a ningún grupo se consideran puntos de ruido, mientras que aquellos que no son ni ruido ni puntos centrales se denominan puntos de borde. De esta manera, DBSCAN construye grupos donde los puntos son clasificados como puntos centrales o puntos de borde, y es posible que un grupo tenga más de un punto central.

El algoritmo comienza seleccionando un punto p arbitrario. Si p es un punto central, se forma un grupo y se incluyen todos los objetos alcanzables desde p . Si p no es un punto central, se visita otro objeto del conjunto de datos. En la Fig. 2 se muestra el diagrama de flujo para la implementación del algoritmo DBSCAN.

4. CASO DE ESTUDIO

4.1. Metodología

En K-Means, es importante considerar los valores atípicos o outliers, ya que el algoritmo se basa únicamente en la distancia entre los elementos y puede verse afectado por la presencia de grupos con tamaños y densidades muy diferentes. Para determinar la cantidad de grupos óptimos, se utiliza el método del codo. Se generan diferentes números de grupos en K-Means y se calcula la similitud entre los elementos dentro de cada agrupación para representarlo gráficamente. El valor en el cual la inercia entre grupos deja de disminuir drásticamente, determina el número óptimo de grupos.

Para representar los nodos en las figuras 3, 4, 5 y 6 se hace uso de los componentes principales 1 y 2 que se obtienen luego de hacer una reducción de la dimensionalidad. El análisis de los componentes principales (PCA) por sus siglas en inglés, es un proceso estadístico que permite reducir la complejidad de los datos a la vez que conserva su información [19].

Para la red de IEEE de 34 nodos se determina que el número de grupos es 3, como se muestra en la Fig. 3. Para la red IEEE de 123 nodos el número de grupos óptimos es de 4 como se indica en la Fig. 4.

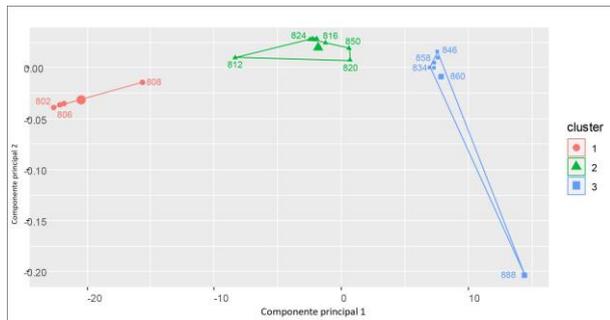


Figura 3: K-Means Clusters IEEE 34 Nodos

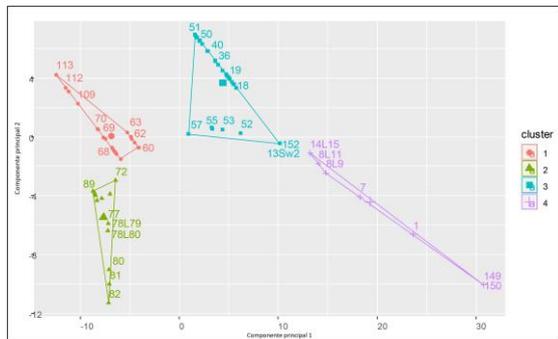


Figura 4: K-Means Clusters IEEE 123 Nodos

El algoritmo DBSCAN establece que, para formar parte de un grupo, un individuo debe tener un número mínimo de vecinos u observaciones dentro de un radio específico, y los grupos deben estar separados por regiones vacías o con pocos individuos. El algoritmo DBSCAN requiere dos parámetros iniciales: Épsilon y Puntos Mínimos. Épsilon representa la distancia máxima entre dos puntos para que sea considerado parte del grupo. En RStudio, se calcula el promedio de las distancias de cada individuo a sus vecinos más cercanos. El valor de Puntos Mínimos (k) es especificado por el usuario, como se muestra en la Tabla 1, y se traza gráficamente en orden ascendente para determinar el punto de inflexión que corresponde al valor de Épsilon.

Tabla 1: Valor de Épsilon y MinPts

Red de Prueba	Número de Observaciones	Épsilon	Puntos Mínimos
34 barras	28	2	3
123 barras	88	3	4

La red IEEE de 34 nodos se conforma de 3 grupos como se visualiza en la Fig. 5, y 3 puntos de ruido descritos en la Tabla 2.

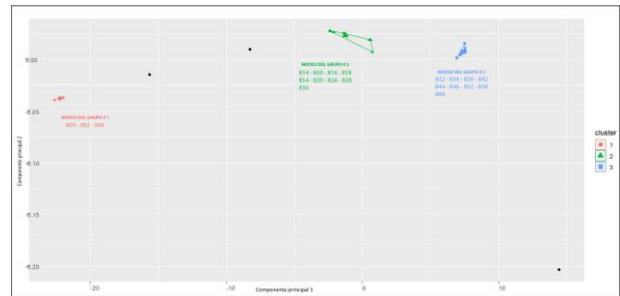


Figura 5: DBSCAN Clusters IEEE 34 Nodos

Tabla 2: Agrupaciones DBSCAN IEEE 34 Nodos

Puntos	Ruido	Clúster			
		0	1	2	3
Borde	3	0	0	0	0
Seed	0	3	10	12	
Total	3	3	10	12	

En la red IEEE de 123 nodos se identifican 4 grupos, como se muestra en la Fig. 6. El grupo 0 incluye 7 puntos clasificados como ruidos, según se indica en la Tabla 3.

Tabla 3: Agrupaciones DBSCAN IEEE 123 Nodos

Puntos	Ruido	Clúster			
		1	2	3	4
Borde	7	0	0	0	2
Seed	0	5	25	6	43
Total	7	5	25	6	45



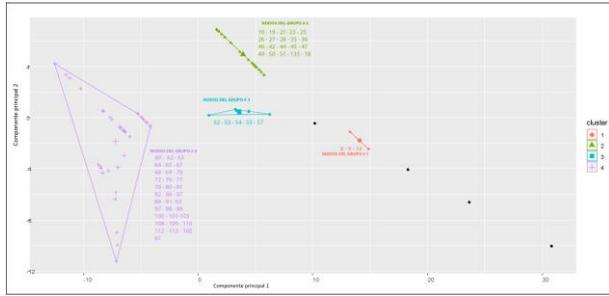


Figura 6: DBSCAN Clusters IEEE 123 Nodos

4.2. Evaluación del Modelo

Para evaluar la precisión de los grupos obtenidos, utilizaremos el coeficiente de silueta, el cual nos indica qué tan similar es un individuo con respecto a los demás individuos dentro del mismo grupo, en comparación con los individuos de los grupos más cercanos. El coeficiente de silueta tiene un rango de valores que va desde negativo hasta 1, y se puede calcular tanto a nivel individual como a nivel de grupo. Un valor cercano a 1 indica que los clústeres son compactos y están adecuadamente separados, un valor de 0 indica que los grupos están superpuestos, y un valor negativo indica que la observación pertenece a otro grupo.

El coeficiente de silueta para la red IEEE de 34 nodos es de 0.81, mientras que para la red de 123 barras es de 0.55, como se muestra en la Fig. 7 y Fig. 8. Estos resultados indican que las agrupaciones obtenidas mediante K-Means son adecuadas, ya que no se observan valores de silueta cercanos a cero o negativos.

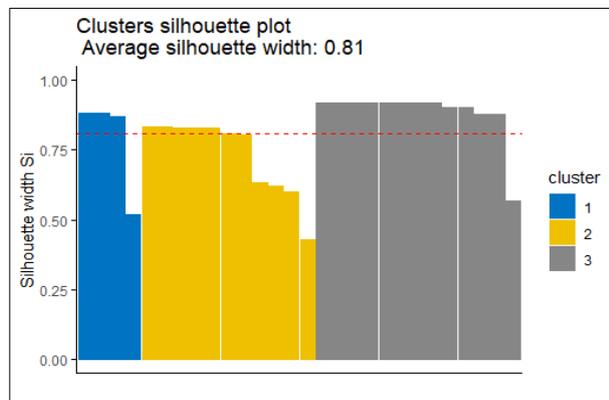


Figura 7: Coeficiente de silueta K-Means red 34 barras

Para calcular el coeficiente de silueta de los grupos obtenidos en DBSCAN, primero identificamos y eliminamos los puntos clasificados como ruido de los datos.

El coeficiente de silueta para la red IEEE de 34 nodos es igual a 0.91 como se indica en la Fig. 9. En el caso de la red IEEE de 123 nodos el coeficiente de silueta es 0.59, resultado que se evidencia en la Fig. 10.

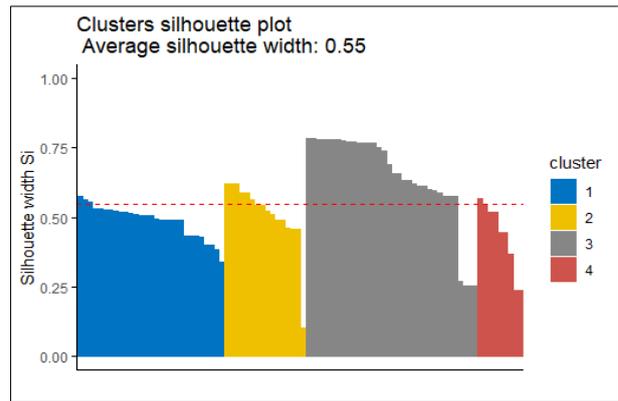


Figura 8: Coeficiente de silueta K-Means red 123 barras

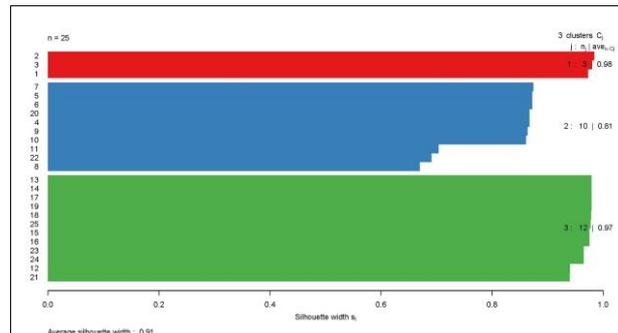


Figura 9: Coeficiente de Silueta DBSCAN Red 34 Nodos

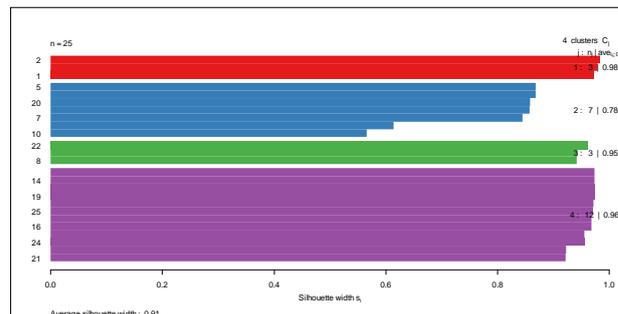


Figura 10: Coeficiente de Silueta DBSCAN Red 123 Nodos

4.3. Implementación del Modelo

Al realizar el análisis, tanto K-Means como DBSCAN en las redes IEEE 34 y 123 nodos, muestran resultados similares, como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4: Número de Grupos IEEE 34 y 123 nodos

	K-Means	DBSCAN
Número de grupos IEEE 34 nodos	3	3
Número de grupos IEEE 123 nodos	4	4

En la red IEEE de 34 nodos, se observa una disminución de los niveles de voltaje a medida que aumenta el número de nodos. Los reguladores de voltaje en los sistemas de distribución desempeñan un papel clave en el mantenimiento de los voltajes dentro de los límites establecidos. En el caso de la red de 34 nodos, la fuente se encuentra en el nodo 800 y se produce una

disminución del voltaje hasta el nodo 814, donde se ubica un regulador que contribuye a mantener el voltaje de entrada. Esto podría explicar por qué los grupos están formados por nodos cercanos a la fuente o a un regulador, tal como se visualiza en la Fig. 11.

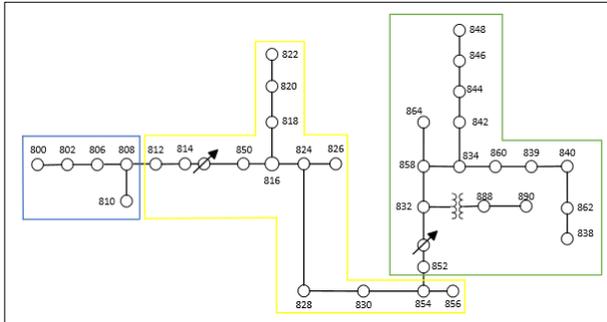


Figura 11: Partición IEEE 34 K-Means

En cada agrupación, los nodos con mayor voltaje corresponden a los nodos anteriores o al nodo donde se encuentra el regulador. Por esta razón, en K-Means, los nodos con valores individuales de coeficiente de silueta más bajos (808, 812 y 888) en cada grupo estarían asociados a nodos con voltajes más altos o más bajos. Sin embargo, en DBSCAN (Fig. 12), los nodos 808, 812 y 888 se consideran ruido.

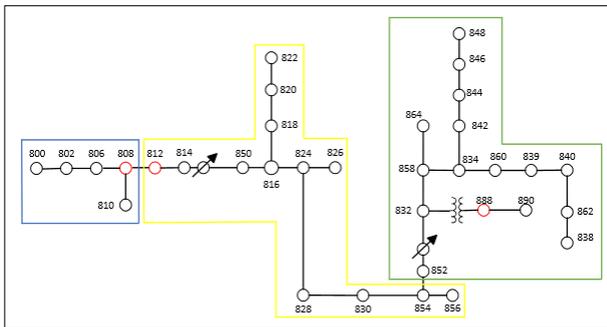


Figura 12: Partición IEEE 34 DBSCAN

Los reguladores de voltaje son responsables de mantener y ajustar el voltaje dentro de rangos seguros tanto en la entrada como en la salida. Si hay una mayor demanda, los reguladores aumentan el voltaje, mientras que, si hay una disminución en la demanda, disminuyen el voltaje. En la red IEEE de 123 nodos, la fuente se encuentra en el nodo 150, seguido de un regulador de voltaje. Por lo tanto, el voltaje en el nodo siguiente, el nodo 149, debe ser ligeramente mayor o igual. La línea principal en la red está compuesta por los nodos 150, 149, 1, 7, 8 y 13, en ese orden, como se muestra en la Fig. 13. Estos nodos deben mantener niveles adecuados de voltaje para garantizar el suministro de energía a las ramificaciones y nodos de la red. Los niveles de variación de voltaje para un funcionamiento seguro deben estar entre el 0.95 y el 1.05 del valor nominal de la fuente.

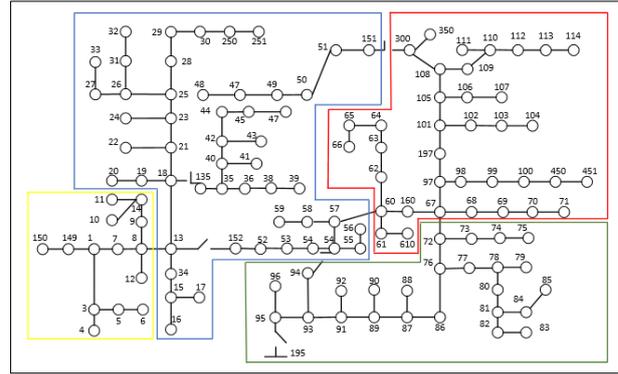


Figura 13: Partición IEEE 123 K-Means

El algoritmo DBSCAN identifica como ruido a los nodos 150, 149, 1 y 7 que pertenecen al grupo 4 donde se encuentra la fuente, y a los nodos 13 y 152, que se encuentran en el grupo adyacente, como se muestra en la Fig. 14. Estas observaciones forman parte de la línea principal. Los tres enlaces de salida del nodo 13 deben permitir el flujo de energía hacia la mayoría de los nodos de la red, por lo tanto, este nodo es muy susceptible a las variaciones (barra piloto). Dependiendo del voltaje en este nodo, podría cambiar variar la configuración del grupo.

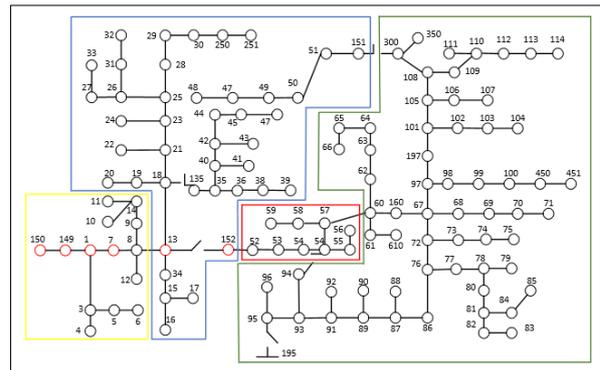


Figura 14: Partición IEEE 123 DBSCAN

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tanto el algoritmo K-Means como DBSCAN mostraron resultados similares en el análisis de la red IEEE de 34 y 123 nodos, lo cual indica que ambas técnicas pueden ser efectivas para agrupar y realizar particiones en redes eléctricas de distribución.

Los nodos de las redes eléctricas de distribución analizadas con valores de coeficiente de silueta bajos sugieren que el nivel de variación de voltaje pueden ser un factor determinante para la conformación del grupo.

Tras comparar los resultados de aplicar las técnicas de minería de datos K-Means y DBSCAN, se observa que ambos algoritmos generan resultados similares al segmentar redes de distribución basadas en los estándares IEEE de 34 y 123 nodos.

Las aplicaciones de los algoritmos K-Means y DBSCAN han demostrado su eficiencia al segmentar la



red de distribución de 34 y 123 nodos, logrando resultados similares a los obtenidos por otros autores mencionados en el estado del arte.

Se recomienda utilizar algoritmos de agrupamiento para analizar y segmentar redes de distribución de diferentes tamaños y características. Esto permitirá obtener una visión más completa y precisa de los grupos presentes en la red.

Se recomienda realizar un análisis de los resultados obtenidos de estos algoritmos. Esto nos ayudará a comprender mejor el funcionamiento de la red y a tomar decisiones más informadas para su óptimo rendimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Castro, M. Saad, S. Lefebvre, D. Asber, and L. Lenoir, "Coordinated Voltage Control in Distribution Network with the Presence of DGs and Variable Loads Using Pareto and Fuzzy Logic," *Energies*, vol. 9, no. 2, p. 107, Feb. 2016, doi: 10.3390/en9020107.
- [2] Z. Ernesto Jaramillo, J. R. Castro, T. Castillo, and R. Reategui, "Data Mining in Electrical Distribution Networks: Optimal Location of Pilot Bus," in 2021 IEEE Fifth Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM), Oct. 2021, pp. 1–5, doi: 10.1109/ETCM53643.2021.9590646.
- [3] E. Velasco-Ramírez, C. Ángeles-Camacho, and M. García-Martínez, "Redes de transmisión inteligente. Beneficios y riesgos," *Ing. Investig. y Tecnol.*, vol. 14, no. 1, pp. 81–88, Jan. 2013, doi: 10.1016/S1405-7743(13)72227-3.
- [4] Y. Chai, L. Guo, C. Wang, Z. Zhao, X. Du, and J. Pan, "Network Partition and Voltage Coordination Control for Distribution Networks With High Penetration of Distributed PV Units," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 3396–3407, May 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2813400.
- [5] "Community-detection-based approach to distribution network partition," *CSEE J. Power Energy Syst.*, 2022, doi: 10.17775/CSEEJPES.2020.04150.
- [6] B. Zhao, Z. Xu, C. Xu, C. Wang, and F. Lin, "Network Partition-Based Zonal Voltage Control for Distribution Networks With Distributed PV Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4087–4098, Sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2648779.
- [7] Y. Chen, M. G. Fadda, and A. Benigni, "Decentralized Load Estimation for Distribution Systems Using Artificial Neural Networks," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 68, no. 5, pp. 1333–1342, May 2019, doi: 10.1109/TIM.2018.2890052.
- [8] M. Bahramipناه, M. Nick, R. Cherkaoui, and M. Paolone, "Network clustering for voltage control in active distribution network including energy storage systems," in 2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Feb. 2015, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT.2015.7131916.
- [9] C. Bonetti, J. Bianchotti, J. Vega, and G. Puccini, "Optimal Segmentation of Electrical Distribution Networks," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 19, no. 8, pp. 1375–1382, Aug. 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9475868.
- [10] D. Sharma, K. Thulasiraman, D. Wu, and J. N. Jiang, "A network science-based k-means++ clustering method for power systems network equivalence," *Comput. Soc. Networks*, vol. 6, no. 1, p. 4, Dec. 2019, doi: 10.1186/s40649-019-0064-3.
- [11] Z. M. Ali, A. M. Galal, S. Alkhalaf, and I. Khan, "An Optimized Algorithm for Renewable Energy Forecasting Based on Machine Learning," *Intell. Autom. Soft Comput.*, vol. 35, no. 1, pp. 755–767, 2023, doi: 10.32604/iasc.2023.027568.
- [12] L. R. and others Schneider, Kevin P and Mather, BA and Pal, BC and Ten, C-W and Shirek, Greg J and Zhu, Hao and Fuller, Jason C and Pereira, Jos{\`e} Luiz Rezende and Ochoa, Luis F and de Araujo, "Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders," *IEEE Trans. power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 3181–3188, 2017.
- [13] R. Dugan, "OpenDSS," EPRI Distribution System Simulator, 2020. <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>.
- [14] H. Gu, X. Chu, and Y. Liu, "Partitioning Active Distribution Networks by Using Spectral Clustering," in 2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Nov. 2020, pp. 510–515, doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9351132.
- [15] Y. Zou and H. Li, "Study on Power Grid Partition and Attack Strategies Based on Complex Networks," *Front. Phys.*, vol. 9, Jan. 2022, doi: 10.3389/fphy.2021.790218.
- [16] F. Liu, B. Gu, S. Qin, K. Zhang, L. Cui, and G. Xie, "Power grid partition with improved biogeography-based optimization algorithm," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 46, p. 101267, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101267.
- [17] J. MacQueen, "Classification and analysis of multivariate observations," 5th Berkeley Symp. Math. Stat. Probab., pp. 281–297, 1967.

[18] Y. Wang, Y. Li, H. Xie, B. Wu, and Y. Yang, "Cluster division in wind farm through ensemble modelling," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 16, no. 7, pp. 1299–1315, May 2022, doi: 10.1049/rpg2.12276.

[19] P. Harrington, *Machine learning in action*. 2012.



investigación están relacionados a la Inteligencia Artificial.

Paúl A. Soto. - Obtuvo el título de Ingeniero en Electrónica y Telecomunicaciones en la Universidad Técnica Particular de Loja en 2009; y de Magister en Gestión de Proyectos de la Universidad Técnica Particular de Loja en el año 2019. Sus campos de



campo de investigación se encuentra relacionado con la Energía y Robótica.

José R. Castro.- Recibió su título de Doctor en Ingeniería Eléctrica (Ingeniería Aplicada) en la ECOLE DE TECHNOLOGIE SUPERIEURE de Montreal Canadá en el 2016. Actualmente, es Docente Investigador de la Universidad Técnica Particular de Loja, y su



Loja (UTPL) en Ecuador. Sus intereses de investigación incluyen minería de texto, minería de datos, aprendizaje automático, aprendizaje profundo con aplicaciones en salud y educación.

Ruth M. Reategui.- obtuvo su grado de Ph.D en la École de technologie supérieure (ÉTS) en Montreal, Canadá en 2019. Actualmente es profesora en el Departamento de Ciencias de la Computación y Electrónica de la Universidad Técnica Particular de



de investigación se encuentra relacionado con el Control, automatización y sistemas inteligentes.

Tuesman D. Castillo.- Recibió su título de Ingeniero en Electrónica y Telecomunicaciones en 2009 de la Universidad Técnica Particular de Loja. Docente a tiempo completo UTPL (2012-). M.A.SC de la École de Technologie Supérieure (ETS) en Montreal (2014-2016), y su campo

Design and Construction of a Home Power Energy Meter

Diseño y Construcción de un Medidor de Energía Eléctrica Domiciliar

 D.L. Jiménez¹

 J.A. Rea¹

 P.R. Muñoz²

 G.E. Vizuite²

 L.J. Latacunga¹

 C.A. Iza¹

¹ *Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas, Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador*
E-mail: diego.jimenez@utc.edu.ec; jhoao.rea1660@utc.edu.ec; leonel.latacunga2213@utc.edu.ec;
ciro.iza2662@utc.edu.ec

² *Departamento de Ciencias Exactas, Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Latacunga, Ecuador*
E-mail: prmunoz1@espe.edu.ec; gevizuite@espe.edu.ec

Abstract

The present practical implementation work shows the design and construction of a home power energy meter that allows the real-time visualization of various variables such as grid voltage, electric current, average power, energy consumed by the household in kWh, and associated monthly billing cost. The prototype design is divided into three stages: the first one deals with the device's charging and power supply system, the second stage demonstrates the acquisition and conditioning system of the input variables, and the third stage is related to the Arduino Mega 2560 microcontroller, responsible for the processing, logging, and storage of information. The construction of the prototype is carried out in several phases: first, the practical design is implemented in the Proteus 8 Professional software, then it is implemented on the breadboard, and later mounted on the PCB board. Finally, these modules are enclosed in an IP-65 plastic case, which features a front-facing LCD screen to display the output variables of the finished device. The prototype functionality is validated through comparison with several practical application tests, comparing it to a conventional energy meter in a real case study. Ultimately, the prototype proves to be ideal for residential energy measurement systems as it can be tailored to the needs of consumer.

Resumen

El presente trabajo de implementación práctica muestra el diseño y la construcción de un prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar en el cual se puede visualizar las distintas variables en tiempo real como la tensión de la red, la corriente eléctrica, la potencia promedio, la energía consumida por la vivienda en kWh y el costo asociado de facturación mensual. El diseño del prototipo está dividido en tres etapas, la primera tiene que ver con el sistema de carga y alimentación del dispositivo, la segunda muestra el sistema de adquisición y acondicionamiento de las variables de entrada, y la tercera tiene relación con el microcontrolador Arduino Mega 2560 encargado de la etapa de procesamiento, registro y almacenamiento de la información. La construcción del prototipo se la realiza en varias fases, en primer lugar el diseño práctico en el software Proteus 8 Professional para luego implementarlo en el protoboard y más adelante montarlo en la placa PCB, finalmente se acoplan estos módulos en una caja plástica con IP-65 la cual muestra en su vista frontal la pantalla de cristal líquido acoplada para mostrar las variables de salida del dispositivo terminado. El funcionamiento del prototipo está validado mediante comparación a través de varias pruebas de aplicación práctica en un caso de estudio real versus un medidor de energía convencional. Por último el prototipo resulta idóneo para sistemas de medición de energía domiciliar ya que se adapta a las necesidades del consumidor.

Index terms— Design, Construction, Prototype, and Home power energy meter.

Palabras clave— Diseño, Construcción, Prototipo, Medidor de energía eléctrica domiciliar.

Recibido: 16-04-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Jiménez, D.; Rea, J.; Muñoz, P.; Vizuite, G.; Latacunga, L.; Iza, C. (2023). "Diseño y Construcción de un Medidor de Energía Eléctrica Domiciliar. Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 82-92

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.573>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Promover la adecuada medición del consumo de energía eléctrica surge como un criterio complementario al uso eficiente de la electricidad en una nación, debido a que las pérdidas injustificadas de energía suponen altas pérdidas económicas para los usuarios [1]. Es necesario crear proyectos relacionados a la implementación de medidores de energía eléctrica, interactivos y sobre todo amigables con el consumidor.

El diseño y construcción del sistema de medición de energía en el mundo ha ido evolucionando con el pasar de los años. El avance tecnológico ha permitido migrar de equipos de medición de energía inductiva a equipos de medición con componentes electrónicos, aunque con algunas limitaciones como el registrar solamente el consumo en kWh, lo cual se torna difícil de interpretar para el consumidor y además no permite la concientización del uso de la energía eléctrica [2].

El tener acceso a información más amplia del consumo de energía a través de una medición basada en el monitoreo permanente, permite mostrar al usuario los detalles de cantidad, forma de uso y facturación de la energía eléctrica para llevar una óptima administración de los recursos y evidenciar las pérdidas del sistema. Esto permitirá tomar acciones sobre el consumo eléctrico domiciliario que encaminen hacia la eficiencia energética [3].

En el presente documento se muestra el diseño y construcción de un prototipo de medidor de energía capaz de identificar el consumo de energía eléctrica residencial de manera eficiente y amigable con el usuario. De modo que esta tecnología permita una interacción directa con el consumidor pudiendo observar parámetros como: el nivel de tensión, la corriente eléctrica, la potencia, la energía consumida y el costo de facturación.

Finalmente se realiza una validación del prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliario mediante una comparación con la lectura de un medidor de energía convencional ubicado por parte de la empresa eléctrica, con el fin de realizar un análisis entre los datos obtenidos del prototipo con los resultados del medidor instalado.

2. ESTADO DEL ARTE

Un sistema de medición de energía es aquel que permite realizar medidas del consumo de energía de un determinado sistema o servicio eléctrico utilizado en la industria o a un nivel domiciliario, que permita calcular el consumo de energía en kWh ya sea de un servicio eléctrico o de un sistema completo [4].

El medidor de energía eléctrica conocido también como contador, es un equipo que se emplea para medir la energía eléctrica suministrada a los clientes. Aplicando una tarifa establecida por el ente regulador la cual posibilita a la empresa a realizar una facturación adecuada de la potencia y energía consumida [5].

Los contadores de energía eléctrica han evolucionado a partir del medidor electromecánico, el cual es el tipo de medidor de electricidad más común. El contador electromecánico mide los flujos de electricidad contando las revoluciones de un disco de metal eléctricamente conductor, que gira a una velocidad proporcional a la potencia que pasa por el medidor [6].

Los medidores electromecánicos han sido adoptados por la industria eléctrica durante mucho tiempo debido a su fiabilidad en la mayoría de casos. Sin embargo con el incremento de requisitos en el control de la demanda eléctrica, los contadores electrónicos han reemplazado a los electromecánicos en su totalidad ya que integran muchas funciones avanzadas y no poseen piezas móviles [7].

Los medidores electrónicos generalmente se basan en microcontroladores cada vez más compactos que permiten a los consumidores y a las empresas de servicios públicos conocer el estado de su consumo y producción de electricidad, e incluso controlarlos. Esta última función ha permitido que los contadores electrónicos sean denominados inteligentes [8].

Los contadores de electricidad integrados con las funciones de control inteligente, permiten nivelar cargas según el precio en tiempo real, además la función principal de estos contadores es la modularización, es decir, un medidor inteligente se construye como una estructura abierta con las funciones principales como medición y comunicación; y las otras funciones pueden ser agregadas más tarde mediante la conexión con módulos adicionales [9].

Los medidores inteligentes de energía, junto con su infraestructura de comunicación, potencia y control, constituyen un sistema asociado a redes eléctricas de interés a nivel mundial. La implementación masiva de estas tecnologías requiere no solo del manejo conceptual correspondiente, sino también de la formulación de políticas y marcos regulatorios, el análisis de los beneficios que conllevan y las barreras que se presentan para su uso [10].

Por todo lo anterior, se presentan distintos trabajos relacionados con la implementación de medidores de energía eléctrica domiciliario, en [11] se muestra el uso de un microcontrolador, sensores y una pantalla de cristal líquido que forman un medidor de energía eléctrica. El microcontrolador recibe la cantidad de energía consumida por el usuario, así como también mediciones de corriente, voltaje y potencia real. En base a estas mediciones calcula los valores de potencia aparente (S) y de factor de potencia (fp) que son mostrados en la pantalla de cristal líquido a petición del usuario final.

En [12] se ha realizado una implementación que tiene como finalidad el diseño, construcción y funcionamiento de un medidor de energía prepago el cual está conectado a la red eléctrica monofásica, con la finalidad de evitar el hurto de energía y bajar el índice de morosidad de los



usuarios en el servicio eléctrico; ya que el prototipo diseñado tiene la capacidad de indicar al usuario mediante la pantalla LCD el consumo que está generando su domicilio y el saldo que dispone en su medidor para que así cuando lo requiera pueda realizar su recarga.

Los trabajos antes mencionados son muestra de la posibilidad de realizar la implementación de un medidor de energía amigable con el consumidor final. De este modo nace la iniciativa de diseñar y construir un prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar con elementos electrónicos que preste todas las facilidades para que el usuario pueda interpretar su consumo eléctrico en tiempo real, y así evitar gastos innecesarios regulando el uso del consumo eléctrico en el hogar.

3. DISEÑO DEL PROTOTIPO

El diseño del prototipo del medidor de energía eléctrica se lleva a cabo en tres etapas como se evidencia en la Fig. 1, la primera etapa se base en el desarrollo del sistema de carga y alimentación, la segunda etapa se refiere al sistema de medición y acondicionamiento de las señales de entrada, y por último la tercera etapa corresponde a la obtención y almacenamiento de parámetros.

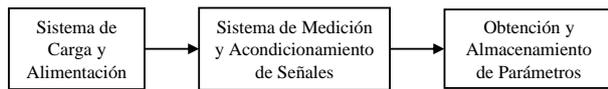


Figura 1: Etapas del diseño del prototipo de medidor eléctrico domiciliar

3.1. Sistema de Carga y Alimentación

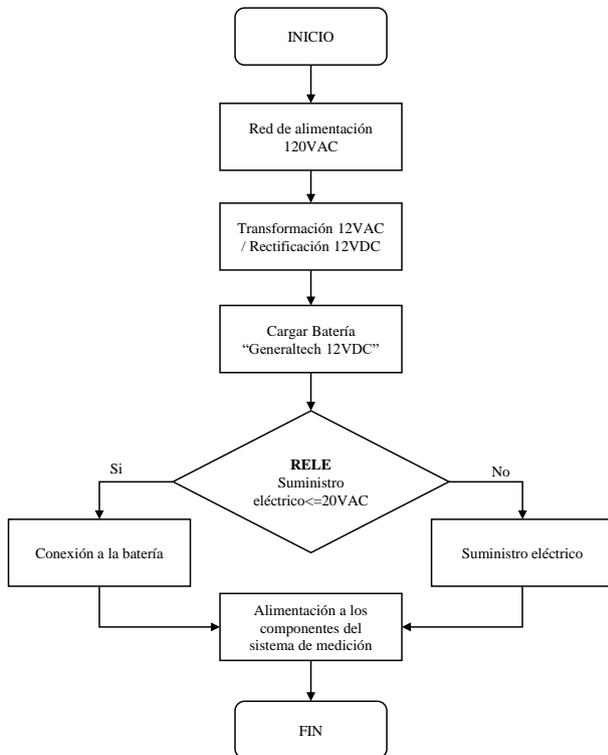


Figura 2: Diagrama simplificado del sistema de carga y alimentación

El diagrama de la Fig. 2 muestra el proceso del sistema de carga y alimentación que es el encargado de alimentar al sistema de medición y permitir el acondicionamiento de las señales de entrada, la alimentación de la red pasa por un transformador reductor de 120 VAC a 12 VAC, un puente de diodos que se encarga de la etapa de rectificación a 12VDC y que además permite la carga de la batería (Generaltech 12VDC).

Luego se establece un relé encargado de seleccionar el tipo de fuente de alimentación para el sistema de medición, en el caso de que la red de la vivienda quede sin energía el relé cambiará a la batería, en ese sentido los condensadores inyectaran voltaje hasta que el relé de paso a la batería, en caso contrario la red eléctrica alimentará el sistema de medición.

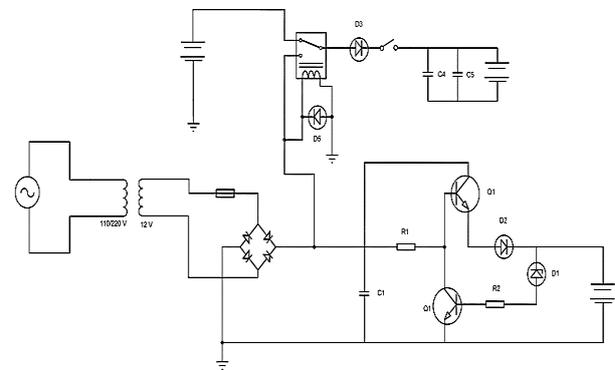


Figura 3: Circuito general del sistema de carga y alimentación

En la Fig. 3 se presenta el esquema eléctrico del sistema de alimentación y carga donde se observa la etapa de transformación acompañada de un fusible de protección, la etapa de rectificación, la etapa de carga de la batería y por último se establece un relé encargado de ejecutar los cambios del tipo de suministro eléctrico hacia el sistema de medición mediante una acción de control.

3.2. Sistema de Medición y Acondicionamiento de Señales

El diagrama del sistema de medición y acondicionamiento de señales se muestra en la Fig. 4, donde el proceso del sistema de medición de la energía eléctrica se realiza a partir de un sensor de corriente tipo SCT-013 y un sensor de voltaje tipo ZMPT101B, las señales de entrada poseen un acondicionamiento para cada sensor especificado más a detalle en los apartados 3.2.1 y 3.2.2 según corresponda. Luego se realiza el procesamiento de la información en el microcontrolador Arduino Mega 2560, el almacenamiento de los datos se realiza en los módulos SD y RTC para finalmente visualizar el nivel de tensión, la corriente eléctrica, la potencia, la energía consumida y el costo de facturación en la pantalla LCD amigable con el consumidor.



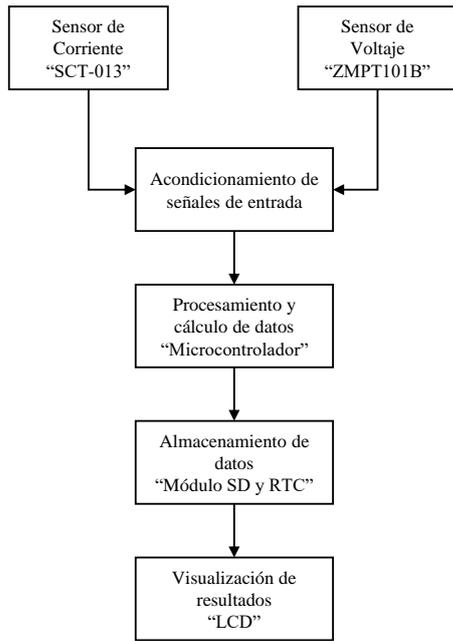


Figura 4: Diagrama simplificado del sistema de medición y acondicionamiento de señales

3.2.1. Medición y acondicionamiento de la señal de tensión

El proceso de medición de la señal de tensión se hace mediante el sensor ZMPT101B como se muestra en el esquema de la Fig. 5. La señal de entrada al sensor es de 120 V y mediante un proceso de acondicionamiento se obtiene una salida de voltaje de 5 V atenuando la señal de voltaje sin afectar la fase y su frecuencia. El proceso de acondicionamiento que realiza el sensor ZMPT101B permite transformar la escala de amplitud a un valor de 2.5 V, para luego añadir 2.5 V más y lograr un nivel de tensión estándar de (0 a 5) V que ingresa al microcontrolador Arduino Mega 2560 como señal de entrada de tensión.

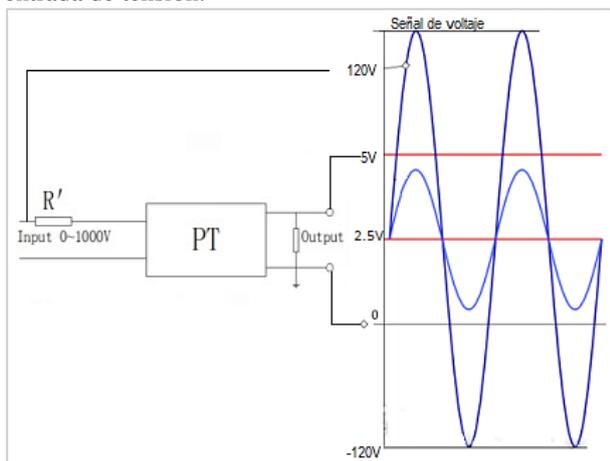


Figura 5: Acondicionamiento de la señal de tensión [13]

Así mismo la frecuencia de muestreo es un parámetro importante cuando se trabaja con señales análogas, en ese sentido la ecuación (1) permite calcular correctamente la

frecuencia necesaria para el ingreso de los datos al microcontrolador. Debido a que la frecuencia de uso en Ecuador es de 60 Hz la frecuencia de muestreo adecuada debería ser al menos el doble de la frecuencia de la red, es así que en la ecuación (2) se puede identificar su valor, es decir se debería trabajar con una frecuencia de 120 Hz como mínimo.

$$f_s \geq 2(60) \text{ Hz} \quad (1)$$

$$f_s \geq 120 \text{ Hz} \quad (2)$$

Una vez obtenida la señal muestreada se puede ocupar la ecuación (3) para el cálculo del valor RMS de la señal de tensión V_{rms} .

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^2} = \sqrt{\frac{V_1^2 + V_2^2 + \dots + V_N^2}{N}} \quad (3)$$

Donde:

V_i = Valor de la muestra de voltaje para cada i

N = Número de muestras

3.2.2 Medición y acondicionamiento de la señal de corriente

El proceso de medición de la señal de corriente se hace mediante el sensor SCT-013 que posee un rango de medición de (0 a 10) A, estos sensores son similares a una pinza amperimétrica y su salida es una señal alterna de ± 1 V. El proceso de acondicionamiento se realiza a partir de un amplificador operacional LM358 que configurado como seguidor de voltaje entrega una señal de salida acondicionada como se muestra en el esquema de la Fig. 6.

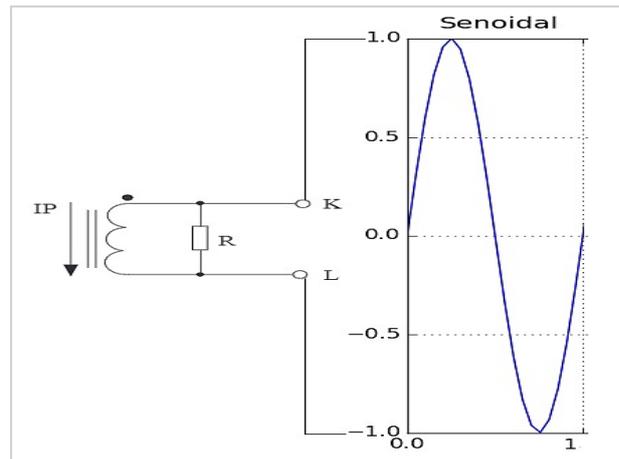


Figura 6: Acondicionamiento de la señal de corriente [13]

Para la obtención del valor RMS del sensor de corriente I_{rms} se utiliza la ecuación (4), a partir de las mismas características de la ecuación (3) pero aplicada a la entrada del sensor de corriente tomando en cuenta el valor de la frecuencia, la forma de onda y la cantidad correcta del muestreo.

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_i^2} = \sqrt{\frac{I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_N^2}{N}} \quad (4)$$

Donde:

I_i = Valor de la muestra de corriente para cada i

N = Número de muestras

3.3. Obtención y Almacenamiento de Parámetros

La obtención del valor de la potencia promedio P se realiza a partir de la ecuación (5). Esta ecuación es válida tanto para sistemas que contengan o no armónicos en las señales de voltaje y corriente [14]. Además es muy utilizada en sistemas digitales y microcontroladores.

$$P = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i \cdot I_i \quad (5)$$

Donde:

V_i = Valor de la muestra de voltaje para cada i

I_i = Valor de la muestra de corriente para cada i

N = Numero de muestras.

Si bien es cierto para determinar el factor de potencia en señales reales se utiliza la ecuación normalizada $fp = P/S$, en el diseño del prototipo se ha utilizado la ecuación (6), ya que permite identificar el punto de referencia e inicio de medición es el cruce por cero de la señal senoidal en una amplitud de 0 a 1023, en Arduino este valor de tensión es de 2.5 V lo que equivale en decimal a 510, una vez que el sensor llegue a este valor se activa el punto de partida y permite pasar los siguientes valores junto con la programación, por tanto se calcula el cruce por cero de la función senoidal de los sensores de entrada de voltaje y corriente en el microcontrolador [15].

$$fp = \cos(2\pi \cdot f \cdot dt) \quad (6)$$

Donde:

fp = Factor de Potencia.

f = Frecuencia en Hz.

dt = Diferencia de tiempo entre dos fases.

A partir de los datos obtenidos de la potencia promedio se realiza el cálculo del consumo de energía en kWh del usuario. La energía en kilowatts-hora como se evidencia en la ecuación (7) es la energía en watt-hora dividida entre 1000 para obtener su prefijo [16].

$$Energía(kWh) = \frac{P(W) \cdot t(h)}{1000} \quad (7)$$

Donde:

P = Potencia promedio en vatios.

t = Tiempo en horas.

Teniendo en consideración los rubros de la tarifa emitida por la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) en Ecuador y de acuerdo a una plantilla local facturada por una Empresa Eléctrica Provincial del país es posible aplicar las ecuaciones antes mencionadas y obtener el cálculo de la energía

consumida dentro de un período determinado y su costo final asociado.

En tal virtud la Fig. 7 muestra el proceso llevado a cabo en el microcontrolador Arduino Mega 2560 para realizar el cálculo de la planilla de energía eléctrica para el sector domiciliario en Ecuador. Si se toma como referencia el caso de estudio utilizado en el presente artículo podemos citar los datos de un hogar ubicado en el cantón Saquisilí de la provincia de Cotopaxi, en ese sentido el abonado por comercialización registra 1.41 USD, su contribución a bomberos es de 2.00 USD y puede obtener un subsidio cruzado en caso de no haber excedido el consumo promedio local de 70 kWh-mes de acuerdo a la lectura de su consumo energético [17].

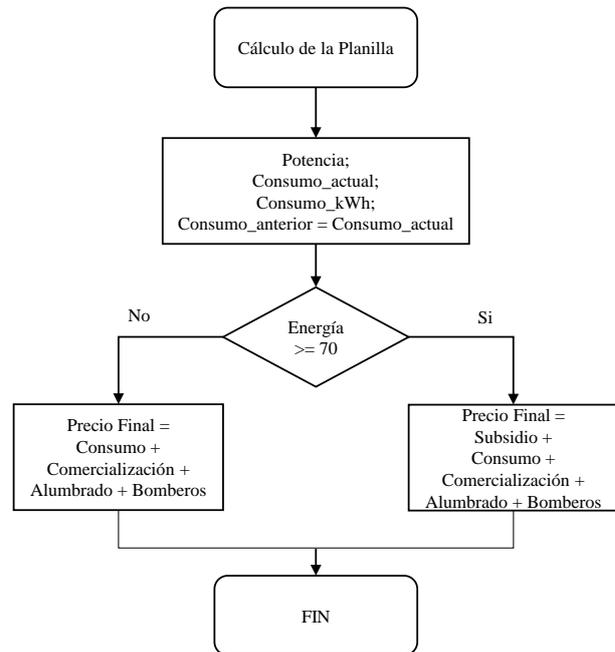


Figura 7: Diagrama de cálculo de la planilla de energía eléctrica para el sector domiciliario en Ecuador

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios dentro del principio de funcionamiento del medidor de energía eléctrica se procede con su registro y almacenamiento como se muestra en el diagrama de la Fig. 8. Donde se respalda la información por medio de un módulo lector de memoria SD que contiene una memoria microSD con capacidad de 2GB la cual permite el almacenamiento y registro de los datos adquiridos con ayuda de un módulo de reloj de tiempo real (RTC).

Finalmente los parámetros de voltaje V_{rms} , corriente I_{rms} , potencia promedio P , Energía en kWh y costo mensual en USD se imprimen en la pantalla de cristal líquido (LCD), cabe recalcar que todos estos datos se guardan también en la tarjeta de memoria micro SD con el fin de proporcionar una base de datos fiable para el monitoreo del registro del consumo que debe controlar el usuario final.



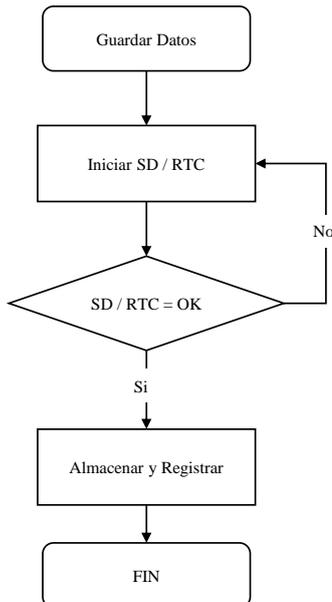


Figura 8: Diagrama de registro y almacenamiento de parámetros en la tarjeta microSD

4. IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOTIPO

La implementación del prototipo de medidor eléctrico domiciliario está dividida en 3 etapas, la primera se lleva a cabo en el software Proteus 8 Professional donde se realiza el diseño electrónico general del prototipo como se muestra en la Fig. 9 y su etapa de prueba interactiva como se observa en la Fig. 10. Dentro de este esquema se considera un sistema de encendido que cuenta con un led de notificaciones de color rojo que se enciende si el sistema está alimentado por la batería (Generaltech 12VDC) y se apaga cuando la alimentación es por la red eléctrica, además se incluye un pulsador de reseteo de la placa Arduino Mega 2560 en caso de ser necesario.

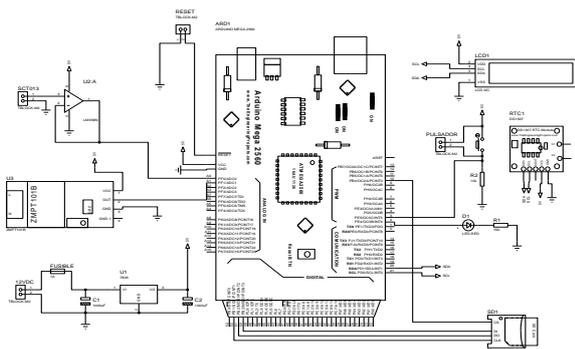


Figura 9: Diseño electrónico general del prototipo de medidor de energía eléctrica en el software Proteus 8 Professional

A partir de la adquisición de todos los elementos que conforman el prototipo de medidor eléctrico se lleva a cabo la segunda etapa como se muestra en la Fig. 11. En este caso se procede a armar el circuito de carga y alimentación de forma física en el protoboard, del mismo modo en la Fig. 12 se puede identificar el armado del sistema de medición y acondicionamiento de señales en

el protoboard. Además se puede observar el registro y almacenamiento de parámetros en el microcontrolador Arduino Mega 2560 y su visualización en el LCD.

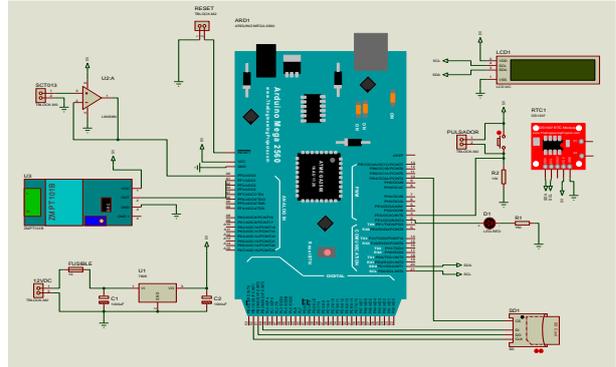


Figura 10: Diseño electrónico interactivo del prototipo de medidor de energía eléctrica en el software Proteus 8 Professional

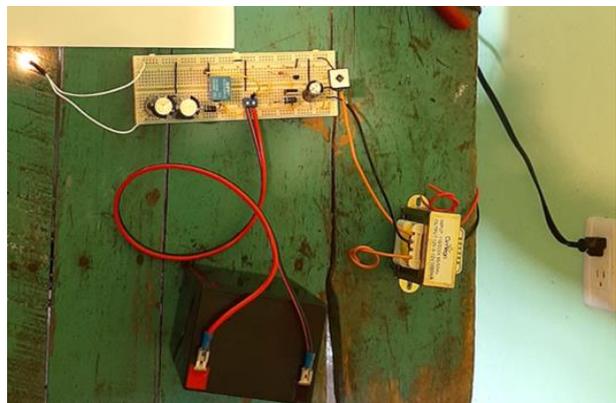


Figura 11: Montaje del sistema de carga y alimentación en el protoboard

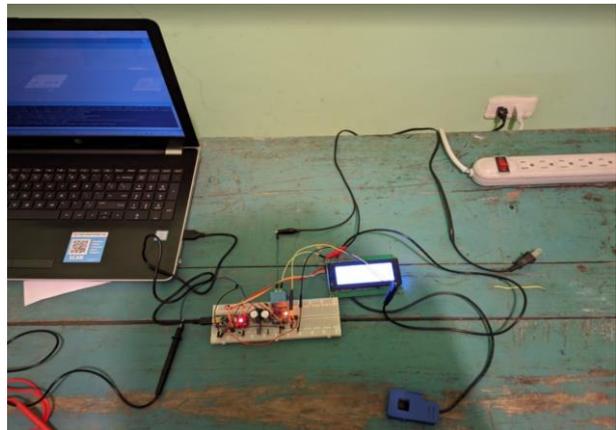


Figura 12: Montaje del sistema de medición, acondicionamiento de señales y control en el protoboard

Una vez concluidas las pruebas preliminares se procede a continuar con la tercera etapa del prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliario, en la cual se lleva a cabo el diseño y montaje de los dispositivos y elementos electrónicos en las placas PCB correspondientes al sistema de carga y alimentación y al sistema de medición, acondicionamiento y control según corresponda, como se muestra en la Fig. 13.

Finalmente se integran las placas verificadas en una caja plástica especial de dimensiones 255x200x80 mm que incluye normas de seguridad internacional como IP-65 para mantener sus condiciones de uso adecuado salvo alguna eventualidad ambiental como se evidencia en la Fig. 14. Al colocar la tapa de la caja del prototipo del medidor se puede observar la pantalla LCD y el diodo led de encendido que demuestra el trabajo completamente finalizado y verificado como se presenta en la Fig. 15.

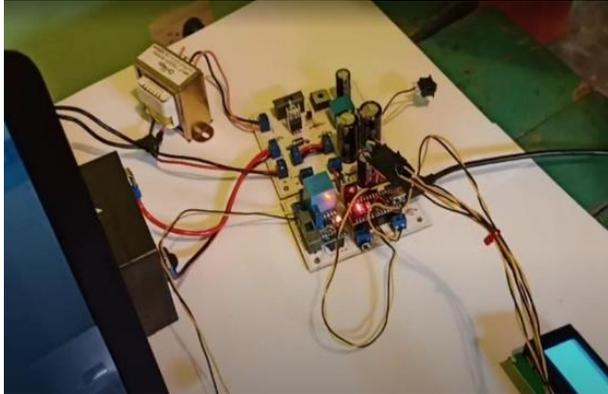


Figura 13: Montaje del prototipo de medidor de energía eléctrica completo en la placa PCB



Figura 14: Montaje e implementación final del prototipo de medidor de energía eléctrica



Figura 15: Vista frontal del prototipo de medidor de energía eléctrica final

5. APLICACIÓN DEL PROTOTIPO

Una vez construido el prototipo de medidor eléctrico domiciliario se desarrollan las diferentes pruebas de su aplicación en un caso de estudio real, en la residencia objeto de estudio se realizaron mediciones de prueba de voltaje, corriente y consumo de energía con el prototipo terminado. Estas medidas fueron comparadas con otras mediciones realizadas por un multímetro tipo voltímetro y una pinza amperimétrica, con el fin de comprobar la exactitud, precisión, y los distintos tipos de errores como; el error absoluto y relativo porcentual, el error absoluto medio (MAE) y el error porcentual absoluto medio (MAPE), asimismo es posible identificar el error cuadrático medio (MSE) entre el prototipo creado y los dispositivos electrónicos disponibles en el mercado.

Cabe aclarar que para sistemas residenciales los contadores son referidos de clase 1 y 2 según la normativa NTE INEN-IEC62053-21, entre los requisitos generales esta una frecuencia nominal de trabajo de 60 Hz, además deben incluir una pantalla display LCD, el número de dígitos enteros estará de acuerdo al requerimiento de las empresas de distribución y se establece como límite admisible de error porcentual el 5% de los valores nominales [18].

5.1. Pruebas de Voltaje

Las pruebas de voltaje de la red eléctrica se realizaron mediante la toma de 10 mediciones tanto con el prototipo de medidor de energía eléctrica como con un multímetro "DT858L" en función de voltímetro. Este dispositivo tiene una precisión de medida de $\pm 0,025\%$ según su hoja de especificaciones, siendo una precisión adecuada para ser comparada con los valores que registrara el prototipo [19]. Las mediciones obtenidas se pueden observar de forma gráfica en la Fig. 16, identificando que la variación de las mediciones es mínima se puede afirmar que el prototipo funciona de forma óptima al compararlo con el multímetro antes mencionado.

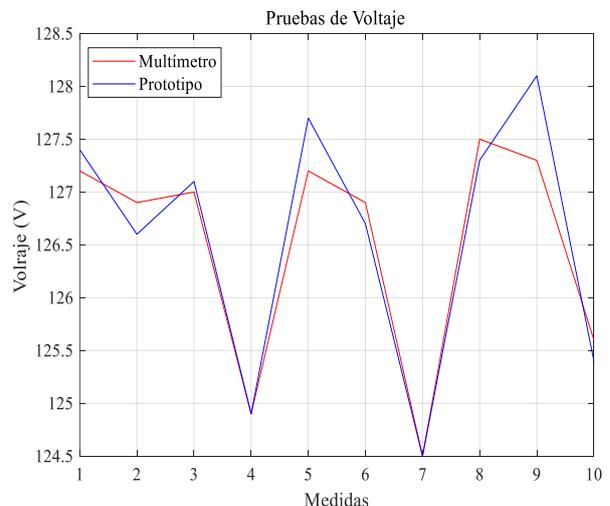


Figura 16: Mediciones de voltaje realizadas por el multímetro tipo voltímetro y el prototipo de medidor de energía eléctrica

En la Tabla 1 se recopilan los valores de las 10 mediciones tomadas con el multímetro digital y con el prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar, donde se puede identificar el error absoluto y relativo porcentual cercano a cero, así como el MAE de 0.250, igualmente se puede destacar el MAPE con un valor del 0,197% al compararlo con una tolerancia de error del 5%. Además, se puede evidenciar el MSE con un valor de 0.115 que representa el sesgo de los datos en comparación, lo que permite validar las mediciones del prototipo de energía eléctrica domiciliar en las pruebas de voltaje llevadas a cabo en el caso de estudio propuesto.

Tabla 1: Comparación de las mediciones de Voltaje

N°	Mediciones de Voltaje			
	Multímetro "DT858L" (V)	Prototipo Medidor Energía Eléctrica (V)	Error Absoluto (V)	Error Relativo (%)
1	127,2	127,4	0,2	0,16
2	126,9	126,6	0,3	0,24
3	127	127,1	0,1	0,08
4	124,9	124,9	0	0
5	127,2	127,7	0,5	0,39
6	126,9	126,7	0,2	0,16
7	124,5	124,5	0	0
8	127,5	127,3	0,2	0,16
9	127,3	128,1	0,8	0,63
10	125,6	125,4	0,2	0,16
Error Absoluto Medio (MAE):			0,250	-
Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE):			-	0,197 %
Error Cuadrático Medio (MSE): 0,115				

5.2. Pruebas de Corriente

Las pruebas de corriente al igual que las de voltaje se realizaron a partir de 10 mediciones con el prototipo de medidor de energía eléctrica y en este caso con una pinza amperimétrica "Clamp Multimeter 3266TD", la cual está diseñados para soportar hasta 100 A. En el caso de estudio evaluado los valores de consumo domiciliar no superan los 40 A como máximo por lo que los instrumentos de medida están en el rango adecuado. Además la pinza amperimétrica tiene una precisión de medida de ± 1.5% según su hoja de especificaciones, siendo una precisión adecuada para ser comparada con los valores que registrara el prototipo propuesto [20].

En la Fig. 17 se puede observar la variación de las mediciones de manera gráfica, donde se puede apreciar diferencias mínimas entre los dos instrumentos de medida, por lo que se puede afirmar que el prototipo de medidor de energía eléctrica funciona de manera óptima al compararlo con la pinza amperimétrica comercial.

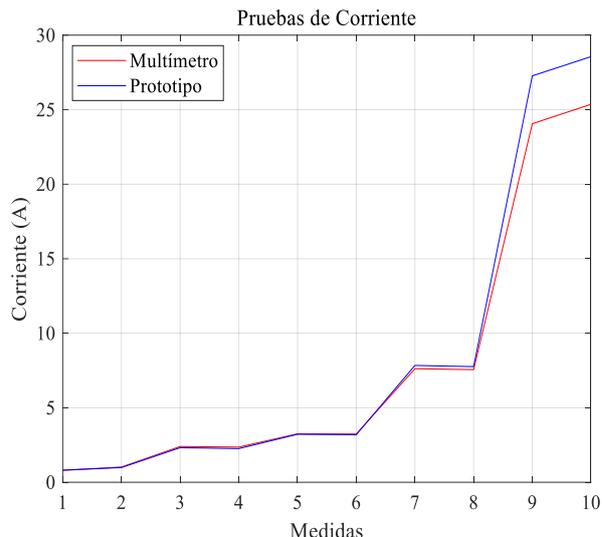


Figura 17: Mediciones de corriente realizadas por la pinza amperimétrica y el prototipo de medidor de energía eléctrica

La comparación de las mediciones de corriente se muestra en la Tabla 2, donde se puede apreciar el error absoluto y relativo porcentual cercano a cero en las primeras ocho mediciones, las últimas dos mediciones muestran una variación mayor, asimismo el MAE es del 0.713 y el MAPE tiene un valor del 4,572% que al compararlo con una tolerancia de error del 5% se considera aceptable dentro del rango establecido por la normativa nacional. Igualmente se puede identificar el MSE con un valor de 2.065 que representa el sesgo de los datos antes mencionados, lo que permite validar las mediciones del prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar en las pruebas de corriente realizadas.

Tabla 2: Comparación de las mediciones de Corriente

N°	Mediciones de Corriente			
	"Clamp Multimeter 3266TD" (A)	Prototipo Medidor Energía Eléctrica (A)	Error Absoluto (A)	Error Relativo (%)
1	0,8	0,81	0,01	1,25
2	1,02	0,99	0,03	2,94
3	2,4	2,32	0,08	3,33
4	2,36	2,26	0,1	4,24
5	3,25	3,22	0,03	0,92
6	3,24	3,19	0,05	1,54
7	7,62	7,84	0,22	2,89
8	7,56	7,76	0,2	2,65
9	24,06	27,27	3,21	13,34
10	25,36	28,56	3,2	12,62
Error Absoluto Medio (MAE):			0,713	-
Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE):			-	4,572 %
Error Cuadrático Medio (MSE): 2,065				



5.3. Pruebas de Consumo de Energía

Las pruebas de medición del consumo de energía eléctrica se hicieron mediante la comparación del medidor de energía convencional y el prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar como se muestra en la Tabla 3.

Las mediciones del consumo de energía se realizaron durante 15 días desde el 01 de julio hasta el 15 de julio del año 2021, identificando errores absolutos y relativos porcentuales cercanos a cero en su mayoría, así como un MAE de 0.477, igualmente se puede destacar un MAPE de 1.136% al compararlo con una tolerancia de error del 5% según la normativa dentro de un rango de medición de 80kWh.

Igualmente se puede evidenciar un MSE de 0.412 que representa el sesgo de los datos en comparación. Lo que permite validar la funcionalidad del prototipo implementado y evidenciar su precisión y exactitud en base a la comparación de los diferentes parámetros de medida con instrumentos de uso comercial.

Tabla 3: Comparación del consumo de energía entre el medidor convencional y el prototipo de medidor de energía eléctrica

N°	Energía (kWh)		Errores	
	Medidor Convencional	Prototipo Medidor Energía Eléctrica	Absoluto (kWh)	Relativo (%)
1	0	0,000	0	0
2	5	4,954	0,046	0,92
3	9	9,128	0,128	1,42
4	14	13,928	0,072	0,51
5	18	18,234	0,234	1,30
6	23	22,867	0,133	0,58
7	28	27,811	0,189	0,67
8	32	32,268	0,268	0,84
9	38	38,495	0,495	1,30
10	44	44,616	0,616	1,40
11	49	49,514	0,514	1,05
12	55	55,860	0,860	1,56
13	60	61,048	1,048	1,75
14	66	67,266	1,266	1,92
15	71	72,285	1,285	1,81
Error Absoluto Medio (MAE):			0,477	-
Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE):			-	1,136 %
Error Cuadrático Medio (MSE): 0,412				

5.4. Pruebas de Cálculo Monetario

La prueba de cálculo monetario se realiza a partir de la comparación económica que generaría el medidor convencional al realizar un cálculo manual versus el

cálculo monetario que registra el prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar y que se registra en el LCD, los cálculos realizados se generan a partir de las 15 mediciones diarias como se muestra en la Tabla 4. En ese sentido al realizar la sumatoria de los 15 días del mes de julio del año 2021 de forma manual se obtendría un costo por facturación de 6.60 USD, mientras que mediante el prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar el costo final sería de 6.50 USD destinado al consumidor. Lo que representaría en este pequeño ejemplo un ahorro de 0.10 USD al utilizar el prototipo propuesto en el presente trabajo de aplicación práctica.

Tabla 4: Comparación del cálculo monetario entre el medidor convencional y el prototipo de medidor de energía eléctrica

N°	Energía (kWh)		Cálculo Monetario (USD)	
	Medidor Convencional	Prototipo Medidor Energía Eléctrica	Manual	Prototipo Medidor Energía Eléctrica
1	0	0,000	0	0
2	5	4,954	0,46	0,45
3	9	9,128	0,36	0,38
4	14	13,928	0,46	0,44
5	18	18,234	0,36	0,39
6	23	22,867	0,46	0,42
7	28	27,811	0,46	0,45
8	32	32,268	0,36	0,41
9	38	38,495	0,55	0,57
10	44	44,616	0,55	0,56
11	49	49,514	0,46	0,45
12	55	55,860	0,55	0,58
13	60	61,048	0,46	0,47
14	66	67,266	0,55	0,57
15	71	72,285	0,46	0,46

6. CONCLUSIONES

El diseño y la implementación del prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar es factible debido al análisis comparativo que se realizó durante las diferentes pruebas de su aplicación práctica en un caso de estudio real, permitiendo la adquisición de datos con un error porcentual absoluto medio (MAPE) menor al 5% al compararlo con un voltímetro, amperímetro y contador comercial, por lo que se puede concluir que el prototipo es óptimo para realizar mediciones de las distintas variables de energía eléctrica respecto a la normativa nacional.

El prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar propuesto es considerado un contador electrónico digital ya que permite visualizar la adquisición de datos en tiempo real, como el nivel de tensión, la corriente eléctrica, el consumo de energía en



kWh y el costo de la planilla mensual en USD en una pantalla de cristal líquido LCD, lo que posibilita al consumidor a tomar acciones antes de generar gastos innecesarios que salgan de su presupuesto mensual, así como identificar fugas de corriente, cortes de energía, y demás fallas en el servicio eléctrico.

El sistema de medición propuesto es flexible ya que permite la modificación y adaptación de parámetros según la necesidad del consumidor, esto con la finalidad de ajustarse a las necesidades de cada hogar. Además, el prototipo es amigable con el usuario final y adaptable a cualquier necesidad con una mínima inversión preliminar de aproximadamente 200 USD.

Por último, se plantea como trabajos futuros la mejora continua del prototipo de medidor de energía eléctrica domiciliar utilizando elementos compactos acorde a las necesidades del usuario, así también el desarrollo de contadores electrónicos con criterios inteligentes que posean la capacidad de acceso remoto por parte del proveedor de energía para llevar a cabo la conexión y desconexión del sistema, así como evidenciar las fallas establecidas en el contador de energía eléctrica.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] M. Poveda, "EFICIENCIA ENERGÉTICA: RECURSO NO APROVECHADO", 2007. [En línea]. Available: www.olade.org
- [2] C. Iza and L. Latacunga, "Diseño y construcción de un prototipo para determinar el consumo de energía eléctrica residencial,," Latacunga, Aug. 2021. Accessed: Jun. 06, 2023. [Online]. Available: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/7944>
- [3] J. Martín et al., "Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas," Cuernavaca, Dec. 2015. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/297280966>
- [4] R. Sánchez, "Prototipo de sistema de monitoreo y control de consumo de energía eléctrica para un domicilio aplicando el concepto de internet de las cosas", Quito, 2020.
- [5] C. Manami, "Gestión mediante tele medición y tele gestión para optimizar la distribución y comercialización de la energía eléctrica para clientes residenciales e industriales en la región de Puno", Universidad Nacional del Altiplano, 2019.
- [6] A. Hambley, *Electrical engineering: principles & applications*. 2008. Consultado: feb. 03, 2023. [En línea]. Available: https://archive.org/details/electricalengine0000ham_b_v2r7/mode/2up
- [7] K. Spees y L. Lave, "Impacts of Responsive Load in PJM: Load Shifting and Real Time Pricing", *The Energy Journal*, pp. 101–121, 2008. Consultado: feb. 03, 2023. [En línea]. Available: <https://www.jstor.org/stable/41323159>
- [8] S. Téllez, J. Rosero, and R. Céspedes, "Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades," *Ingeniería y Desarrollo*, vol. 36, no. 2, 2018.
- [9] J. Márquez y G. Rodríguez, "Análisis de seguridad del protocolo DLMS/COSEM en el contexto de Smart Grids", Montevideo, 2020.
- [10] Idrovo Diego and Reinoso Sebastian, "Análisis de Factibilidad para la Implementación de un Sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure) Mediante Contadores Inteligentes por parte de La Empresa Eléctrica Azogues C.A,," 2012. Accessed: Jun. 06, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/1933>
- [11] J. Olvera, "DISEÑO DE UN MEDIDOR ELÉCTRICO DIGITAL DE PREPAGO", Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., 2003.
- [12] J. Pazmiño, "DESARROLLO DE UN PROTOTIPO DE MEDIDOR DE ENERGÍA PREPAGO", Universidad Técnica del Norte, Ibarra, 2019.
- [13] OpenEnergyMonitor, "Measuring AC Voltage with an AC to AC power adapter," 2220. <https://docs.openenergymonitor.org/electricity-monitoring/voltage-sensing/measuring-voltage-with-an-acac-power-adapter.html#measuring-ac-voltage-with-an-ac-to-ac-power-adapter> (accessed Mar. 12, 2023).
- [14] J. E. Calle, J. J. Gutiérrez, y Á. Á. Orozco, "Medición De Variables Eléctricas Utilizando Señales Digitalizadas", *Scientia Et Technica*, 2004.
- [15] A. Furfaro, "Conversión Analógico/Digital y Digital Analógica," vol. 1, p. 25, 1994.
- [16] R. Boylestad, "Introducción al Análisis de Circuitos." p. 1228, 2004.
- [17] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas de Distribución - Servicio Público de Energía Eléctrica. Periodo: Enero-Diciembre 2020", Resolución Nro. ARCONEL – 035/19, 2019.
- [18] INEN, "EQUIPOS DE MEDIDA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (C.A.) REQUISITOS PARTICULARES. PARTE 21: CONTADORES ESTÁTICOS DE ENERGÍA ACTIVA (CLASES 1 Y 2)," Quito, 2010.
- [19] "Los pequeños Multímetro con retroiluminación DT858L - China Multímetro digital, Multicomprobador." https://es.made-in-china.com/co_sbe197965/product_Small-Multimeter-with-Backlight-Dt858L-_rhuieusog.html (accessed Jun. 04, 2023).
- [20] "88C Clamp Meter 3266TD With HZ,NCV.," <https://www.rawlix.com/product/88c-clamp-meter-3266td-with-hzncv-637249557268602545> (accessed Jun. 06, 2023).





Diego Jiménez. - Obtuvo el título de Ingeniero en Electrónica e Instrumentación en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador en 2014 y obtuvo el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería mención Eléctrica en la Universidad de Chile, Santiago de

Chile en 2018. Cuenta con experiencia docente en varias instituciones de educación superior y experiencia profesional en el área de automatización, control industrial e instrumentación en empresas del sector petrolero. Actualmente es docente a tiempo completo de la Universidad Técnica de Cotopaxi en el área de pregrado y posgrado. Su campo de investigación incluye el análisis de los sistemas de gestión de energía, la aplicación de la inteligencia computacional al sector eléctrico y el estudio de las microrredes.



Jhoao Rea. - Nació en Guaranda, Ecuador en 2001. Obtuvo el título de Bachiller Técnico – Industrial en la Unidad Educativa Guaranda. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios superiores en la Universidad Técnica de Cotopaxi, dentro de la carrera de

Ingeniería en Electricidad.



Pablo Muñoz. - Obtuvo el título de Ingeniero en Electromecánica en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador en 2016 y obtuvo el grado de Magíster en Física Aplicada mención Física computacional en la Universidad Técnica de Ambato en 2022.

Cuenta con experiencia docente en instituciones de educación secundaria y superior, experiencia profesional en el área del control industrial. Actualmente es docente no titular de la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE sede Latacunga en el área de pregrado. Su campo de investigación incluye la aplicación de la inteligencia computacional al sector industrial.



Gabriela Vizuite. - Obtuvo el título de Ingeniera Química en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador en 2012 y obtuvo el grado de Magíster en Ingeniería Química: Ingeniería de Procesos en la Universidad Complutense de Madrid, España en

2018. Cuenta con experiencia docente en instituciones de

educación superior, además de experiencia profesional en el área industrial, en control de procesos químicos e investigación y desarrollo. Actualmente es docente no titular de la Universidad de Fuerzas Armadas – ESPE sede Latacunga en el departamento de Ciencias Exactas. Su campo de investigación incluye el análisis y tratamiento de aguas residuales de la industria.



Leonel Latacunga. - Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador en 2021. Sus campos de estudio están relacionados con Alto Voltaje, Energías Renovables, Protecciones

Eléctricas, Sistemas Eléctricos de Potencia y Distribución. Cuenta con experiencia profesional en el área de redes de distribución de energía eléctrica en bajo y medio voltaje, automatización, control industrial y energías renovables. Actualmente proyectista de planta a tiempo completo en GEMA Energy Ecuador.



Ciro Iza. - Nació en Saquisilí, Ecuador en 1996. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador en 2021. Sus campos de estudio están relacionados con Alto Voltaje, Energías Renovables,

Protecciones Eléctricas, Sistemas Eléctricos de Potencia y Redes de Distribución.

Prediction of the Optimal Dosage of Poly Aluminum Chloride for Coagulation in Drinking Water Treatment using Artificial Neural Networks

Predicción de la Dosis Óptima de Policloruro de Aluminio para el Proceso de Coagulación en el Tratamiento de Agua Potable mediante Redes Neuronales Artificiales

 C. Izquierdo¹  B. Pezantes¹  E. Ayala¹

¹Grupo de investigación de inteligencia artificial y tecnologías de asistencia – GI IATA, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador

E-mail: cizquierdov@est.ups.edu.ec; bpezantes@est.ups.edu.ec; eayala@ups.edu.ec

Abstract

Drinking-water Treatment Plants (DWTP) have a process of dosing coagulant chemicals which determines the success of the water quality. The addition of these compounds is usually a manual procedure performed by trained people. This task is quite difficult because it requires a lot of experience for a correct dosage. To solve this problem, this study is based on the analysis of data collected from a raw water source located in Ecuador. Then, using the information on the physical-chemical parameters of the raw water such as pH, turbidity and color, the definition of the doses of Poly Aluminum Chloride (PAC), and the input and output variables of the dosage process are identified. Consequently, the implementation of an intelligent control system based on Artificial Neural Networks (ANN) is proposed. These experiments start with data collection and analysis in order to establish the variables involved in the process. The proposed neural model has three hidden layers, and it uses adaptive gradient algorithms. An analysis of the results was performed using Mean Absolute Percentage Error (MAPE) and Root Mean Square Error (RMSE). The PAC predictive model in the training phase gives a MAPE value of 0.0425 for the not adjusted values and 0.0262 for the adjusted numerical values. However, in the test phase the neural model achieves a MAPE of 0.057 for the not adjusted PAC values and 0.041 for the adjusted values. It can be concluded that this alternative provides an efficient solution when solving dosing problems in DWTPs, having reliable results from the RMSE and MAPE metrics.

Index terms— Drinking water, Dosing, DWTP, Coagulant chemicals, Artificial neural networks, Control system.

Resumen

Las plantas de tratamiento de agua potable (PTAPs) disponen de una etapa de dosificación de químicos coagulantes, la cual determina el éxito de la calidad del agua. La adición de estos compuestos comúnmente es un procedimiento manual realizado por personal capacitado. Esta resulta una tarea crítica debido a que requiere cierto nivel de experiencia para una correcta dosificación. Como posible solución, este estudio se basa en el análisis de datos recolectados de una fuente de agua cruda ubicada en Ecuador. Utilizando la información de los parámetros físicoquímicos del agua cruda, como el pH, turbidez y color, se identifican la definición de las dosis de Policloruro de Aluminio (PAC), y las variables de entrada y salida del proceso. En consecuencia, se propone la implementación de un sistema de control inteligente basado en Redes Neuronales Artificiales (RNA). Estos experimentos comienzan con la recolección y análisis de datos para establecer las variables involucradas en el proceso. El modelo neuronal propuesto dispone de tres capas ocultas y utiliza algoritmos de gradiente adaptativo. Se realizó un análisis de los resultados utilizando el error porcentual absoluto medio (MAPE) y el error cuadrático medio (RMSE). El modelo predictivo de PAC en fase de entrenamiento da un valor MAPE de 0,0425 para los valores no ajustados y de 0,0262 para los valores numéricos ajustados. Sin embargo, en la fase de prueba el modelo neuronal alcanza un MAPE de 0,057 para los valores de PAC no ajustados y de 0,041 para los ajustados. Se puede concluir que esta alternativa brinda una solución eficiente a la hora de resolver problemas de dosificación en PTAPs, teniendo resultados confiables de las métricas RMSE y MAPE.

Palabras clave— Agua potable, Dosificación, PTAP, Químicos coagulantes, Redes neuronales artificiales, Sistema de control.

Recibido: 11-01-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Izquierdo, C.; Pezantes, B.; Ayala, E. (2022). "Prediction of the Optimal Dosage of Poly Aluminum Chloride for Coagulation in Drinking Water Treatment using Artificial Neural Networks".

Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 93-99

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.562>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCTION

Currently there are a lot of industrial processes that demand a specific control method for its proper operation. Within this group of procedures requiring modernization and implementation of control systems, are processes related to water treatment, specifically drinking water treatment, which involves transforming raw water from natural sources into drinking water within the parameters established under specific standards for human consumption. A conventional drinking water treatment process consists of sequential steps and the most important one, is coagulation since it ensures that the dosed quantities of coagulating chemicals are in accordance with the properties of the raw water such as color, turbidity, pH and alkalinity [1]. Obtaining the doses of these chemicals reacts to a non-linear response done by experts. It is performed by jar testing, which is not adaptive to changes in real time and needs a considerable amount of time for its execution [1]. This is an issue since there is an immediate and constant dependence on qualified and experienced operators.

To guarantee good quality of treated water, operators must adjust the amounts of coagulant chemicals at certain time intervals or in climatic conditions where the water has parameters outside the usual range. Excessive amounts of coagulant chemicals correspond to increased treatment costs and public health problems. An under dosage corresponds to a failure in the flocculation of the water and increases the frequency of maintenance of DWTP increasing the cost of production. Moreover, an implementation of algorithms based on artificial intelligence and machine learning, which have been investigated and implemented in treatment plants around the world, is proposed.

For instance, [2] uses the potential provided by artificial neural networks, supporting vector machines, and gene expression programming to approximate the model of trihalomethane formation generated by chlorine water disinfection processes. They obtained as a result three models that capture the complex nonlinear behavior of the collected data. They also indicated excellent predictive and generalization capability. Furthermore, it demonstrated that these types of models, which commonly need a large amount of data, apply to a smaller amount of data. In another research, [3] artificial neural networks (ANN) are utilized to model the PAC dose. This method responds well when obtaining the appropriate dose in real-time when a storm brings high turbidity in raw water. In fact, they defined the input variables using Pearson's correlation and validated their model using the mean square error obtained.

In addition, [4] developed a model where the type of coagulant to be used is set by decision trees and the dose was estimated by ANN, allowing to calculate from the raw water parameters (pH, turbidity, and temperature), the amount and type of coagulant to be used (PAC, PASS and PSO-M). Moreover, [5] developed a model to predict

turbidity and color of treated water at the outlet of the Rossdale WTP located in Edmonton, Alberta in Canada. In 2009, [6] determined that the coagulant dose cannot be settled under traditional mathematical models, because it depends on several factors. Stating that the prediction of coagulant by neural network provides high accuracy and faster convergence speed and can be used to predict in real time online.

These types of neural models are seen as standard estimators of nonlinear relationships and their predictive and generalization capabilities let them have successful applications in different fields of knowledge [7].

On account of the above-mentioned research, the objective of this study is to build a neural model that adequately adapts to the relationship between raw water quality and the doses of chemicals needed for treatment. Initially, the data obtained involves a dosing history over a period of 14 months. The correlation between raw water quality and coagulant dosage was found. We will have to find a middle ground in the learning of our model in which we are not underfitting and not overfitting. For this problem, the input data set for training should be subdivided into two: one for training and one for the test that the model will not know beforehand. This division is usually made of 80% for training and 20%. The Test set should have diverse samples and enough samples to be able to check the results once the model has been trained. We proceeded with the training and validation process of the neural model by using the adaptive gradient algorithm and the analysis of the results using MAPE and RMSE. The results for the training set were an RMSE value below 2.82 and for the MAPE, a value of less than 0.045. On the other hand, for the test, set a RMSE value below 3.3 and 0.06 for the MAPE. It has been observed that the RMSE metric does not predict whether the estimation model is ideal or not. On the contrary, MAPE offers a better way to determine the accuracy of the model. The higher model accuracy is achieved when the value of MAPE is lower. Proving that the system had the ability to get information from dosing background and be able to estimate PAC doses for different raw water qualities.

The following paper is organized as follows: an overview of the water treatment process, determination of the variables, data analysis, construction and training of the neural model, analysis of results and conclusions.

2. METHODOLOGY

2.1. Determination of Process Variables

The conventional drinking water treatment process consists of 6 stages where the predominant process is dosing. This defines the success of the following stages. The process diagram of the drinking water treatment process is shown in Fig. 1.



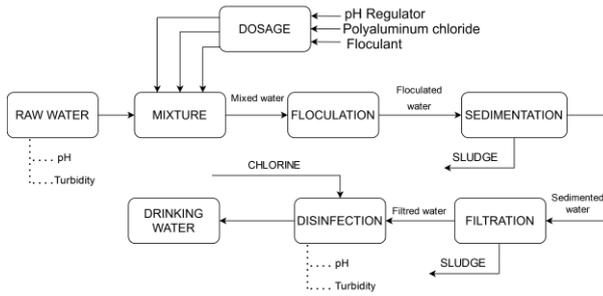


Figure 1: Conventional drinking water treatment process

The measurement of organoleptic and physical-chemical parameters is performed on the raw water. These measured values help in acquiring the amount of chemicals to be dosed for water coagulation. The amounts of chemicals can be tested by a jar test in the DWTP laboratory before dosing. Based upon the dosing process carried out at the DWTP, from the studies previously mentioned and the experience, the minimum and necessary amount of input variables involved in the process was defined. The input variables of the control system are pH, turbidity, and color of the raw water. These were selected through expert knowledge and were determined to be the minimum necessary to estimate the doses of chemicals considering the limited instrumentation existing in the DWTP. These variables can be quantified by means of sensors located at the inlet of the DWTP. The output variables are directly related to the amount of chemicals to be dosed in parts per million (ppm). Therefore, the control system in a generic way was shaped by the mentioned process variables and is structured in Fig. 2.

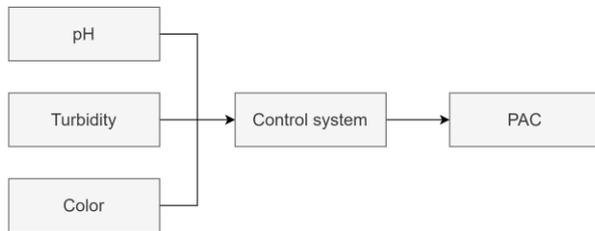


Figure 2: Control diagram for dosage

2.2. Data Collection and Analysis

The data obtained correspond to a water source that supplies one of the DWTPs in Ecuador. This database contains the input parameters of the control system, which are the quantifiable characteristics of the water that took one year and two months of data collection. It started on October 1, 2017 and ended on December 31, 2018 with a total of 438 data points available. The raw water parameters of the raw water source are shown in Fig. 3 - Fig. 5.

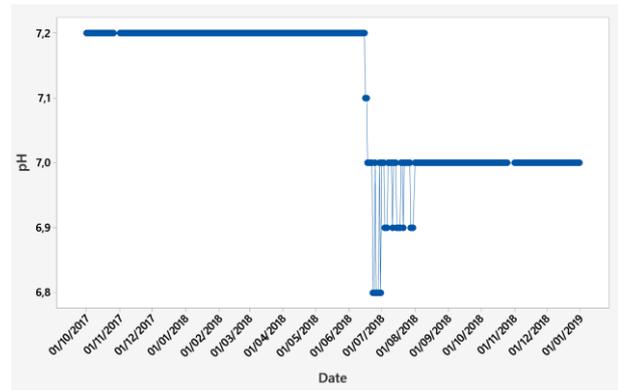


Figure 3: Raw water pH

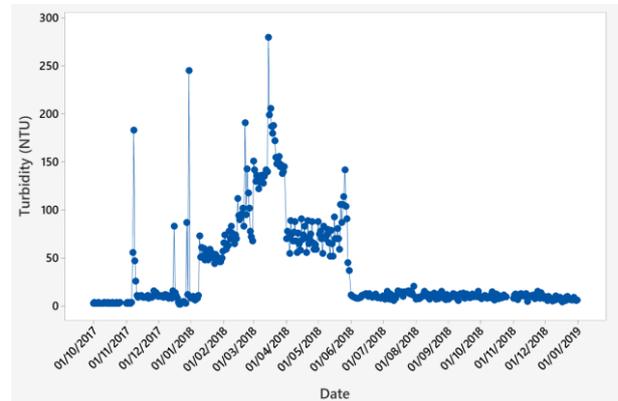


Figure 4: Raw water turbidity.

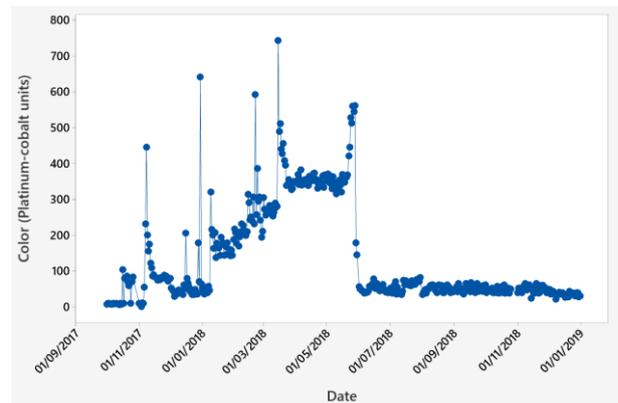


Figure 5: Raw water color

Fig. 6 shows the PAC dosages. The graph shows the dosage in normalized values. A linear scale between 0 and 1 was used to normalize the data using the following equation.

$$D_{normalized} = \frac{D - Min}{Max - Min} \quad (1)$$

Where D is the PAC dose, Max is the maximum PAC dose value, and Min is the minimum PAC dose value.

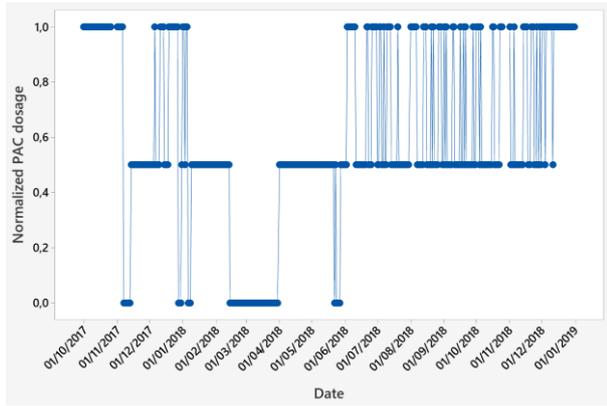


Figure 6: PAC Dosage

Pearson's correlation was used to determine the statistical relationship between the process variables. This is shown in Table 1.

Table 1: Pearson's Correlation Between each Input and Output

Pearson's correlation coefficient (r)				
	PAC	Color	Turbidity	pH
PAC	1	-0.63012	-0.70006	-0.32401
Color		1	0.89924	0.49197
Turbidity			1	0.46451
pH				1

The relationship between the PAC output and the Color, Turbidity and pH inputs is a negative association, i.e. as the raw water parameters increase their value for the amount of PAC doses decreases. It can also be said that this correlation between PAC doses and the parameters: Color and Turbidity is higher compared to the association between PAC and water pH. The color and turbidity of the water have a relatively high positive correlation, that means that as the color of the raw water increases its value so does the turbidity. Additionally, color and turbidity are positively related to pH but their relationship value is low. Finally, the coefficient of determination between the variables was obtained, which is illustrated in the following table:

Table 2: Determination Between each Input and Output

Pearson's correlation coefficient (r)				
	PAC	Color	Turbidity	pH
PAC	1	0.39706	0.49009	0.10498
Color		1	0.80864	0.24204
Turbidity			1	0.21577
pH				1

It is proved that the indicator of determination between the PAC, the variable to be predicted, and the Color, Turbidity and pH inputs is found to be less than

50% in each case. As a result, the model is a poor fit to its data. Consequently, the model belongs to a non-linear system and demands an intelligent control system that is suitable for the data.

2.3. Structure of the Neural Model

An Artificial Neural Network (ANN) represents a computer model based on the application of theoretical neurophysiology that replicates the way in which the human nervous system communicates and propagates. In [8] McCulloch & Pitts developed the first computer model that captures this work.

A Multilayer Perceptron (MLP) consists of a network architecture composed of one or several hidden layers, an interconnected system that examines information in a parallel but non-linear way, giving the ability to solve non-linear problems. The hidden layer makes a connection between each input and each output of the neural network, forming a fully connected or "dense" model. The information that reaches the input layer generates an activation pattern that in turn is an input signal applied to the neurons of the hidden layer [9]. If there is more than one hidden layer, the output signal of the first hidden layer is the input of the next hidden layer and so on until the output layer is accomplished. The matrix-expressed implementation of this algorithm called forward propagation is shown as follows:

$$\sum_{l=1}^n Z_l = W^{T[l]} A^{[l-1]} + B^{[l]} \quad (2)$$

$$A^{[l]} = f(Z)$$

Being l the number of layers of the MLP, f is the transfer activation function, $W^{[l]}$ is the current synaptic weights, $A^{[l-1]}$ represents the output of the previous layer, B is the bias vector and $A^{[l]}$ represents the output of the current layer.

An MLP is regularly trained with stochastic gradient descent methods [10], a technique in which the ANN parameters are updated at each iteration and the error is propagated backwards, updating the synaptic weights and decreasing the error in prediction.

In the present case study, the inputs of the ANN are the physical-chemical characteristics of the raw water: Turbidity, Color and pH. The output is the amount in parts per million of PAC.

Recordings of data corresponding to 438 dosages of the chemical agent PAC, with their respective input parameters, were used. The outcomes suggest that 80% of the data should be used for the training set, and the remaining 20% for the test set. Through the training process of the neural network, the best hyperparameters suit the model and allow the best accuracy in the prediction of the output were determined. Which are shown in the following table:



Table 3: Hyperparameters of the neural model

Dense Sequential Deep ANN			
Layer	Number of neurons	Number of parameters	Activation function
Input	3	-	-
Hidden 1	50	200	Sigmoid
Hidden 2	200	10200	Sigmoid
Hidden 3	50	10050	Sigmoid
Output	1	51	Linear
Total parameters: 20501 Trainable parameters: 20501 Untrainable parameters: 0 Learning rate: 0.1 Number of training epochs: 3000 Optimizer: Adaptive Gradient Algorithm (Adagrad) Root Mean Square Error (RMSE): 2.54			

The design of the deep ANN for PAC dosing is illustrated in the Fig. 7.

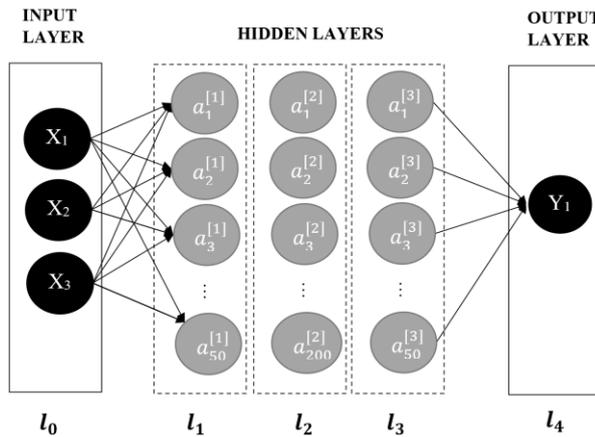


Figure 7: ANN Architecture

3. RESULTS AND DISCUSSIONS

Once the artificial neural model has been trained, a validation was performed using real vs. predicted data. For this, the data from the training set was initially employed, later the data for the test set was used, which represented new data for the neural model. The trained model has the ability to predict the PAC dose with the test data and with new data in real time.

It should be noted that the neural model predicts decimal values due to the activation functions used in its neurons, which may be found in the database. The PAC dosage values are integer values (ppm). Hence, the next step has been used to approximate each datum to its immediate superior in order to get the predicted doses correctly. This does not affect the output results because the dosages are made through doses with specific steps (50, 60, 70). Therefore this approach helps us to stay in the practical range of dosages. However, for their

representation, both results were considered as an illustration. The performance and precision of the neural model with respect to the real data of the dosages were through the Mean Absolute Percentage Error (MAPE) and the Root Mean Square Error (RMSE), metrics expressed by the following equations:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum (X_i - Y_i)^2}{N}}$$

$$MAPE = \frac{100\%}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{X_i - Y_i}{X_i} \right|$$

Where X_i is the measured value, Y_i is the predicted value, and N represents the number of samples. The results obtained in the training and testing phase are shown in the Table 4.

Table 4: Accuracy of the neuronal model

	RMSE	MAPE
Training set (Not adjusted values)	2.549	0.0425
Training set (Adjusted values)	2.816	0.0262
Test set (Not adjusted values)	3.141	0.057
Test set (Adjusted values)	3.254	0.0401

Fig. 8 and 9 show the performance of the Deep ANN through the comparative graphs of the real data vs. the data predicted by the neural network in the training set. In the same way, the performance of the Deep ANN with the test set is shown through the Fig. 10 and 11.

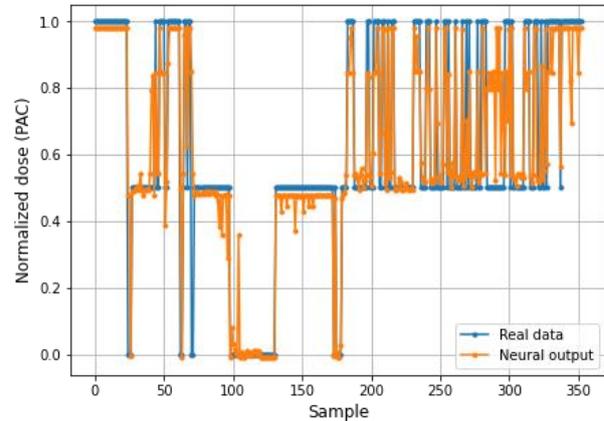


Figure 8: Training set (Not adjusted values)



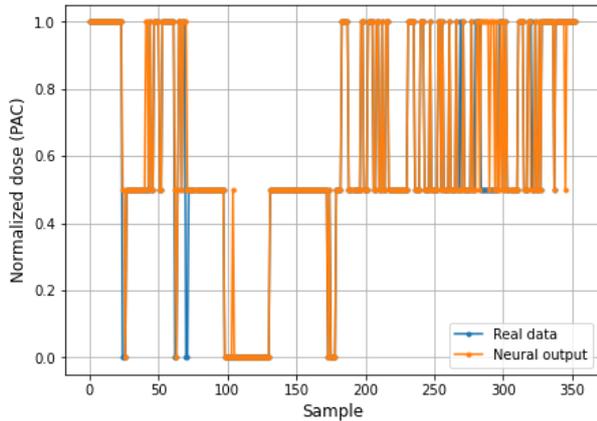


Figure 9: Training set (Adjusted values)

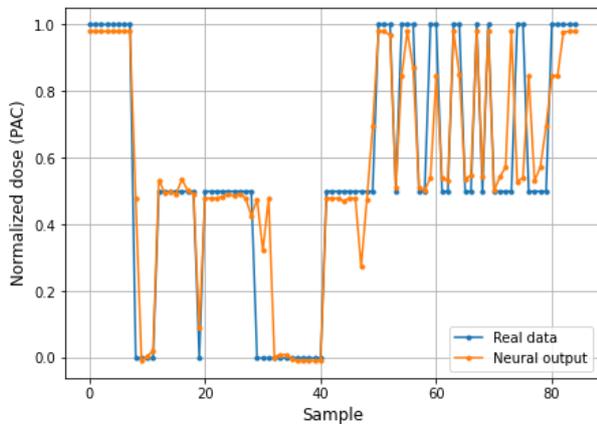


Figure 10: Test set (Not adjusted values)

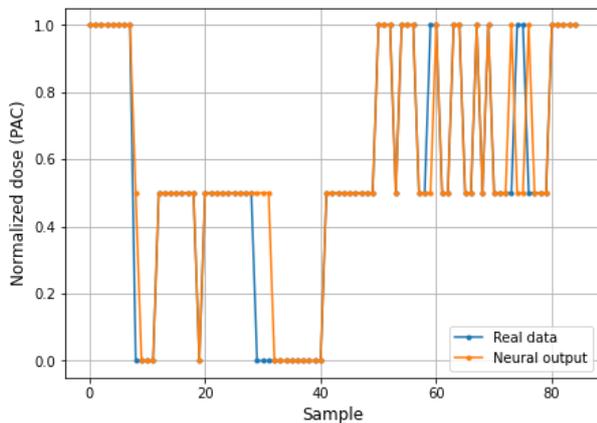


Figure 11: Test set (Adjusted values)

The main problem with the RMSE metric is that it does not predict whether the estimation model is good or not. MAPE offers a better way to determine model accuracy, while the value of MAPE is lower, then the model is more accurate.

As can be seen in Table 4, the PAC predictive model in the training phase achieves a MAPE value of 0.0425 for PAC values and 0.0262 for adjusted values. This

demonstrate that the predictions delivered by the neural model are quite accurate. However, in the testing phase, the neural model reaches a MAPE of 0.057 for PAC values and 0.041 for adjusted, which still displays the reliability and accuracy of the system.

4. CONCLUSIONS

In conclusion, this deep ANN gives an efficient solution to solve dosing problems that may occur in any DWTP. Within the DWTP, pH Regulator, PAC and flocculant are dosed, due to the focus of this project, a model with 3 inputs (pH, Turbidity, Color) - 1 output (PAC) was studied. Only the PAC will be used as output because it represents the minimum model that can be developed. To verify that the dosage is correct, pH, turbidity and color are measured at the outlet of the WTP (treated water) and check that the parameters are within the norm. The system automatically defines the appropriate dosage regardless of the parameters that are presented without the need to call or have the immediate help of a specialist. The various implementations of these systems have been studied within the state of the art in DWTPs in different parts of the world, and it has been possible to verify the success of this alternative in comparison to methods that do not use artificial intelligence.

This system can have a good reception in companies dedicated to the treatment of drinking water leading to answer the need of a possible booming market, which coincides with the implementation of automatic and intelligent systems in our country.

According to the metrics used, in the evaluation of the unadjusted training set, an RMSE of 2.549 and MAPE of 0.0425 were obtained. For the adjusted training data, an RMSE of 2.816 and a MAPE of 0.0262 were also acquired. As demonstrated in both cases of the training test, the MAPE is below 0.045, which reveals that the model is quite accurate.

Furthermore, for the unadjusted test set an RMSE value of 3.141 and a MAPE of 0.057 was obtained. For the adjusted data set an RMSE of 3.254 and MAPE of 0.0401 were obtained. As can be seen in the testing phase, for both cases, MAPE of less than 0.06 is examined, which still shows the efficiency of the ANN.

According to the aforementioned values it is concluded that the Deep ANN model is correctly adapted to the nonlinear behavior describing the chemical dosing processes from the parameters of the raw water discharge and has the ability to gain knowledge from a dosing history. It is mentioned that in the proposed treatment process, only the PAC doses are predicted, the doses of pH regulator and flocculant are calculated in the field with the knowledge of the expert without affecting the operation of the DWTP.

A comparison of the different neural models for the prediction of coagulant chemicals can be proposed as a

future study. In addition, another system can be implemented where the outputs are all the coagulating chemicals. In this case only one output (PAC) is used as a starting point for future projects.

REFERENCES

- [1] J. A. Rojas, Potabilización del agua, Mexico, DF: ALFAOMEGA GRUPO EDITOR, 1999.
- [2] K. P. Singh and S. Gupta, Artificial intelligence based modeling for predicting the disinfection by-products in water, *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, vol. 114, pp. 122-131, 2012.
- [3] D. W. Guan and L. L. Shang, Effects of data normalization and inherent-factor on decision of optimal coagulant dosage in water treatment by artificial neural network, *Expert Systems with Applications*, vol. 37, n°7, pp. 4974-4983, 2010.
- [4] H. Bae, S. Kim and Y. Kim, Decision algorithm based on data mining for coagulant type and dosage in water treatment systems, *Water Science and Technology*, vol. 53, pp. 321-329, 2006.
- [5] Q. J. Zhang and S. J. Stanley, Real-time water treatment process control with artificial neural networks., *Journal of Environmental Engineering*, vol. 125, pp. 153-160, 1999.
- [6] Z. Song, Y. Zhao, X. Song and C. Liu, Research on prediction model of optimal coagulant dosage in water purifying plant based on neural network, 2009 ISECS International Colloquium on Computing, Communication, Control, and Management, vol. 4, pp. 258-261, 2009.
- [7] H. Yoon, S.-C. Jun, Y. Hyun, G.-O. Bae and Kang-Kun Lee, A comparative study of artificial neural networks and support vector machines for predicting groundwater levels in a coastal aquifer, *Journal of Hydrology*, vol. 396, pp. 128-138, 2011.
- [8] W. McCulloch S y W. Pitts, "A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity", *The bulletin of mathematical biophysics*, vol. 5, n.º4, pp. 115–133, 1943.
- [9] A. Romero Herrera, "Aproximacion de funciones con redes neuronales y algoritmos evolutivos", Master's thesis, Universidad Autonoma del Estado de Mexico.
- [10] D. E. Rumelhart, G. E. Hinton y J. L. McClelland, "A general framework for parallel distributed processing", *Parallel distributed processing: Explorations in the microstructure of cognition*, vol. 1, n.º 45-76, p. 26, 1986.



Cristopher Izquierdo Verdugo.-

He was born in Cuenca, Ecuador in 1998. He received his Mechatronic Engineer degree in Automation of Industrial Processes from the Salesian Polytechnic University in 2022; He did a student exchange through the ERASMUS+ program within the field of Artificial Intelligence at the University of Pisa, Italy in 2020; and his field of research is related to artificial intelligence and assistive technologies.



Braulio Pezantes Domínguez.-

He was born in Cuenca, Ecuador in 1998. He received his degree in Mechatronic Engineer in 2022 and currently, he is pursuing his Master studies in Electronics and Automation, both at the the Salesian Polytechnic University of Ecuador. His field of research is related to artificial intelligence, industrial automation and assistive technologies.



Edy Ayala Cruz.-

He was born in Cuenca in 1987. He received his degree in Electronic Technologist in 2009 and Electronic Engineer in 2011, both from the Salesian Polytechnic University of Ecuador; and his Master of Engineering Science (Electrical and Electronic) degree from Swinburne University of Technology in Australia, 2015. Currently, he is pursuing his Doctorate studies in Engineering at the University of Ferrara. His field of research is related to control systems in engineering and renewable energies.

Evaluation of the Gasoline Engines Behavior by the Air Flow Simulation Through the Throttle body

Evaluación del Comportamiento de Motores a Gasolina Mediante Simulación del Flujo de Aire a Través del Cuerpo de Aceleración

 A. Argüello¹

 W. Quitiaquez¹

 I. Simbaña²

 P. Quitiaquez¹

¹Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador

E-mail: aarguello@est.ups.edu.ec; wquitiaquez@ups.edu.ec; rquitiaquez@ups.edu.ec

²Instituto Superior Universitario Sucre, Quito, Ecuador

E-mail: isimbana@tecnologicosucre.edu.ec

Abstract

This investigation analyzed the throttle body of a 1.1 L small gasoline engine. The electronic control module receives the information from sensors, pressure, temperature, and throttle valve position, to do calculations, determining the amount of necessary fuel injection to produce combustion. The objective of this work was to increase the airflow that enters to the intake manifold, by using computational fluid dynamics (CFD). Two butterfly valve models were analyzed, the original one, where the internal behavior of the throttle body was studied, in pressures and flows. While the second one was a modified model, with a cut in the axis of rotation, to propose an increase in the air flow to the intake manifold. Four simulations were carried out, with a relative opening of 0, 20, 40 and 78 %, obtaining average pressure values between 31.35 to 70.05 kPa, besides average flows at the outlet of the intake body of 6.72 to 58.71 g·m⁻¹ as the throttle valve opens. For data validation, the obtained outlet pressures with the absolute pressure sensor of the intake manifold were compared to the simulation values. Without having experimental data for the mass flow rate, the analysis was developed between the two simulated models, with an average flow rate of 28.22 g·m⁻¹ and an increase of 9% in mass flow rate in the modified body. As the throttle opening increases, the pressure values become similar.

Index terms— Gasoline engine, simulation, air flow, throttle body.

Resumen

En esta investigación, se analizó el cuerpo de aceleración de un motor pequeño a gasolina, de 1.1 L. El módulo de control electrónico recibe la información de los sensores de presión, temperatura y posición de la válvula de mariposa de aceleración, para efectuar los cálculos que determinan la cantidad de inyección de combustible necesario para producir la combustión. El objetivo de este trabajo fue aumentar el flujo de aire que ingresa al colector de admisión, utilizando dinámica de fluidos computacionales (CFD). Se analizó dos modelos de válvula de mariposa, el original, en donde se estudió el comportamiento interno del cuerpo de aceleración, tanto en presiones como flujos. Mientras que, el segundo modelo modificado, con un corte en el eje de rotación, en donde se propone un aumento en el flujo de aire hacia el colector de admisión. Se realizaron cuatro simulaciones, con apertura relativa de 0, 20, 40 y 78 %, obteniendo valores de presiones promedio entre 31.35 a 70.05 kPa, además de flujos promedios a la salida del cuerpo de admisión de 6.72 a 58.71 g·m⁻¹ a medida que se abre la válvula de mariposa de aceleración. Para la validación de datos, se comparó las presiones de salida obtenida con el sensor de presión absoluta del colector de admisión respecto a los valores de las simulaciones. Sin disponer de un dato experimental para el flujo másico, se realizó el análisis entre los dos modelos simulados, con una media de flujo de 28.22 g·m⁻¹ y un aumento de flujo másico del 9 % en el cuerpo modificado. A medida que aumenta la apertura de la mariposa, los valores de presión se asemejan.

Palabras clave— Motor a gasolina, simulación, flujo de aire, cuerpo de aceleración.

Recibido: 28-04-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Argüello, A.; Quitiaquez, W.; Simbaña, I.; Quitiaquez, P. (2023). "Evaluación del Comportamiento de Motores a Gasolina Mediante Simulación del Flujo de Aire a Través del Cuerpo de Aceleración". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 100-108

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.583>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de admisión de aire automotrices de hoy en día son diseñados para cumplir los requisitos de empaque del aire, tasas de flujo más altas, menor caída de presión, menor ruido, mejor economía de combustible, mayor velocidad y aceleración del vehículo, compatibilidad con altas temperaturas, resistencia a la corrosión, facilidad de servicio y rentabilidad [1]. Los combustibles fósiles son la principal forma de generación de energía actualmente en el campo automotriz. Sinigaglia et al. [2] indican que, los motores de combustión interna (MCI) impulsan el 99 % de todos los vehículos de carretera. Además, se ha establecido que tienen una madurez tecnológica del 81.77 % y se estima que tengan aproximadamente 27 años de tiempo restante. Los estudios y análisis de sistemas buscan mejorar la eficiencia en la combustión interna, antes que la mayoría de los vehículos pasen a la electrificación total. Por lo que el consumo de combustibles fósiles disminuiría su uso en gran cantidad o llegue a ser obsoleto, porque el avance tecnológico tiende a buscar el uso de energías limpias.

La dinámica de fluidos computacional (CFD, por sus siglas en inglés) permite realizar simulaciones sobre el comportamiento del aire a través del cuerpo de aceleración [3]. Ashraf et al. [4] realizaron un análisis de los efectos del cuerpo de aceleración de mariposa para su reemplazo por un cuerpo de aceleración de barril. La placa del acelerador de mariposa más utilizada en vehículos comerciales llega a afectar el rendimiento del motor, al incurrir en algunas pérdidas. Los resultados obtenidos en la simulación CFD de la válvula de mariposa en apertura hasta 30 ° mostraron una pérdida de bombeo entre las aperturas del acelerador de 30 y 70 °. Los dos diseños han mostrado un rendimiento similar, pero cuando la apertura fue mayor a 70 °, se observó una mejora significativa del 34 % en la tasa de flujo másico, con el aumento del rendimiento del motor.

Aproximadamente, en los últimos 50 años, desde la aparición del primer sistema de inyección electrónica creado por Bosh, el D-Jetronic, la forma en la que se alimenta un MCI ha evolucionado con la ayuda de la electrónica y los sistemas de control. En el pasado, los estudios estaban guiados al carburador, que se encargaba de realizar la mezcla. Vinoth et al. [5] presentaron un modelo de carburador utilizando CFD. Demostraron que, para ángulos de válvula de aceleración de 0, 30, 60, 90 °, la presión de aire al comienzo del Venturi disminuye con el aumento del ángulo de la mariposa de aceleración. Esto se debe a que, al aumentar el ángulo del acelerador, la velocidad del aire es mayor con la caída de la presión en la columna de la garganta. Cuando el ángulo estuvo en 30 °, se obtuvo valores de presión de 524 kPa y velocidades de 3.45 m·s⁻¹. Mientras que, con el ángulo de 90 °, se llegó a presiones de 0.49 kPa y velocidad de 3.48 m·s⁻¹. Esto se produce con la mezcla de aire y combustible dentro del carburador y no directamente en el motor.

El componente que permite la entrada del aire preciso para que se produzca una adecuada mezcla estequiométrica necesaria para la combustión del motor es el cuerpo de aceleración. Hassantabar et al. [6] realizaron una investigación sobre el efecto de la velocidad del motor y la altitud de vuelo en aviones no tripulados (UAV, por sus siglas en inglés). Se analizó un sistema de inyección del cuerpo de aceleración (TBI, por sus siglas en inglés) de un motor neumático de dos tiempos. Estos motores trabajan en condiciones extremas de presión y temperaturas muy bajas. Dos tipos de análisis fueron desarrollados, el primero fue el análisis del rendimiento del motor, utilizando las ecuaciones que gobiernan la simulación de aire y del combustible para simularse mediante CFD. Con el TBI, la intensidad de la turbulencia de la corriente de aire mostró un aumento en la velocidad del motor de 1 000, 3 000, 6 000 y 9 000 rpm y un ángulo de apertura de mariposa de 30 °. Se obtuvo velocidades axiales en el acelerador de 2.40 a 72.27 m·s⁻¹ e intensidades de turbulencia entre los 14.44 a 1 408.04 %.

Esta investigación se planteó como objetivo estudiar el comportamiento interno del cuerpo de aceleración mediante CFD, para proponer un modelo modificado, con un corte en el eje de rotación y aumentar el flujo de aire hacia el colector de admisión, lo que permite al motor mejorar la eficiencia ya que existe alta producción de la mezcla necesaria para la combustión. Este documento está distribuido de la siguiente manera, Materiales y Métodos describe la metodología utilizada, con los procedimientos, las ecuaciones y los parámetros requeridos para la simulación. En Resultados se presenta el comportamiento de los cuerpos de aceleración y los valores obtenidos para cada caso. Finalmente, se expone Conclusiones con los argumentos necesarios para la validación del trabajo con el análisis de los resultados obtenidos.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

Se ha planteado el desarrollo de un análisis comparativo sobre la variación de presión y flujo de aire que circula a través del cuerpo de aceleración de un automóvil. Las variaciones de presión y flujo de aire se determinan mediante un proceso de análisis CFD. Se inició creando los modelos dentro de un software de diseño para la posterior generación del mallado, que involucra a su vez, un análisis de independencia de malla y la verificación de la calidad. Se ingresan los parámetros de simulación, luego se seleccionan los modelos matemáticos de cálculo, se obtienen los resultados y se comparan entre los dos diseños presentados. La Fig. 1 presenta el diagrama de flujo con el procedimiento realizado en esta investigación. Dos casos fueron considerados, el caso base, donde se simula el cuerpo de aceleración con datos reales. Mientras que el otro caso es una variación en el cuerpo de la mariposa, realizando cambios en el eje de rotación. La Fig. 2 presenta el modelado del cuerpo de aceleración para los dos casos de estudio.

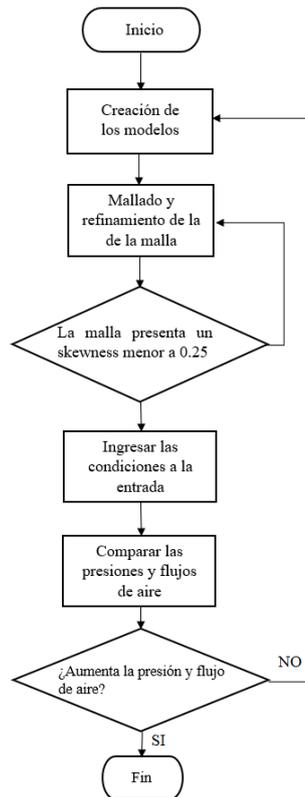


Figura 1: Diagrama de Flujo del Proceso de Simulación

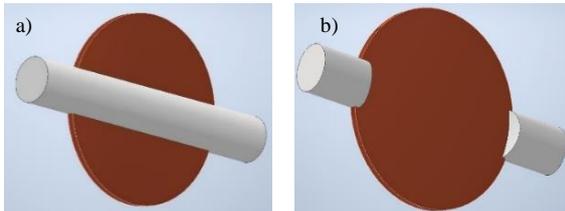


Figura 2: Mariposa de Aceleración a) Original, b) Modificado

2.1. Parámetros de Estudio

El análisis del flujo de aire que circula desde la entrada del cuerpo de aceleración se planteó para el estudio. Se encuentra después del filtro de aire y en la entrada al colector de admisión [7]. El llenado de los cilindros de un motor de combustión interna se produce por aspiración, durante la carrera descendente del pistón y la válvula de admisión abierta. La regulación del aire es realizada mediante una válvula de mariposa, colocada en el cuerpo de aceleración [8]. La Fig. 3 esquematiza este proceso y los componentes principales.

La mariposa crea una pérdida de carga, de modo que antes del cuerpo de aceleración, en la salida del filtro de aire, la presión tiende a ser atmosférica, aproximadamente. Mientras que, luego del colector de admisión, esta presión siempre menor, afirmando que la pérdida de carga siempre es variable y controlada por el conductor, al momento de presionar el pedal de aceleración [9].

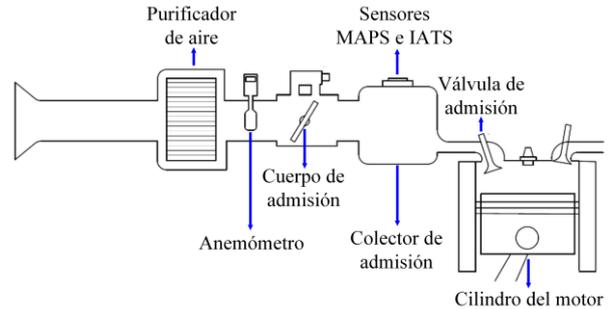


Figura 3: Sistema de Admisión de Aire

Los datos para el estudio se obtienen de un lector de sistema a bordo (OBD, por sus siglas en inglés) para obtener la información del sensor de presión del múltiple de admisión (MAPS, por sus siglas en inglés), sensor de temperatura (IATS, por sus siglas en inglés), además del ángulo de apertura de la mariposa (TPS, por sus siglas en inglés). Estos sensores están ubicados en el colector de admisión y también mediante un anemómetro colocado en la entrada del cuerpo de aceleración, se conoce la velocidad y temperatura de entrada del aire [10].

Los datos de apertura de mariposa se presentan desde la menor apertura relativa, del 0 %, a la mayor apertura, del 78 %. En esta investigación se planteó separar cuatro comportamientos, en donde el cuerpo de aceleración contenga la información necesaria para realizar la simulación. Para ello, se ha tomado la información de la apertura del 0 %, es decir, con la válvula de mariposa completamente cerrada, hasta el 78 %, con la válvula completamente abierta. A partir de estos parámetros, se realizó el promedio de 646 datos tomados con el scanner OBD II y la aplicación MotorData OBD. Entonces, se obtuvo un promedio de 20.12 %, es decir, 20 %, aproximadamente. Finalmente, se incluyó un cuarto valor para realizar el estudio, tomando el 40 % de apertura. De esta manera, la información es distribuida de manera equitativa para las diferentes aperturas de la mariposa. La Tabla 1 presenta los valores promedio de los parámetros considerados con estas aperturas.

Tabla 1: Parámetros de Funcionamiento

Apertura relativa de la mariposa [%]	Posición absoluta de la mariposa [%]	Presión de entrada [kPa]	Presión en la salida [kPa]	Velocidad del aire en la entrada [m.s ⁻¹]	Temperatura de entrada de aire [°C]	Temperatura de Salida de colector de admisión [°C]
0	5.49	70.7	24.95	7.32	32.65	45
20	26.33	70.7	61.37	12.55	30.22	43
40	46.32	70.7	69.00	25.59	26.67	41
78	83.13	70.7	70.00	40.71	25.3	40

La información fue obtenida con los sensores a bordo en ruta, en la ciudad de Cayambe ubicada a 2 830 m sobre el nivel del mar. Para la ubicación, se registra una presión atmosférica de 70.70 kPa, en promedio, para horas de la tarde y una temperatura ambiente de 17 °C. Estos valores

son requeridos como condiciones iniciales para iniciar la simulación en el software ANSYS de los modelos planteados según las aperturas de la mariposa de aceleración. Martínez et al. [11] realizaron un estudio sobre la importancia que tiene la altitud variable de las diferentes regiones del Ecuador sobre los motores de combustión interna. El estudio se efectuó a través de las señales generadas por los sensores MAPS y de la posición del TPS. Las observaciones de estas señales indican que las variaciones de voltaje del sensor MAPS son de 0.38 V por cada 1 000 m y que el vacío del motor disminuye aproximadamente 7.70 kPa por cada 1 000 m.

2.2. Diseño del Cuerpo de Aceleración

El cuerpo de aceleración en estudio es tomado con las especificaciones reales del elemento de un vehículo Hyundai i10 de 1.1 L, alimentado a gasolina. La Fig. 4 presenta el esquema, en corte, usando el software Inventor para graficar en 3D de este elemento señalando las partes importantes, como la mariposa de aceleración, el actuador de ralentí (ISCA, por sus siglas en inglés) y el eje de rotación. Este último componente va a diseñarse y estudiarse como cambio en la mejora del sistema. Los diseños por evaluarse son dos, el original y otro modificado, con cambios en la mariposa de aceleración. En el modelo modificado, se varía el eje de rotación con un corte en el lado de la entrada. Mediante simulación CFD, se va a observar la mejora que exista en el flujo de aire y presión.

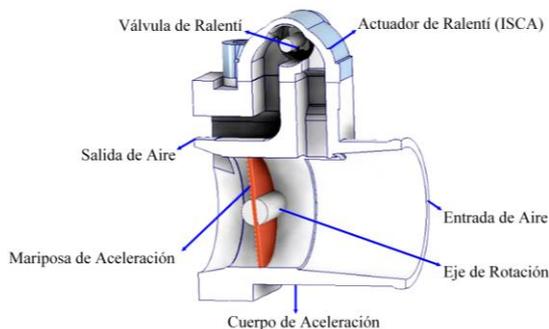


Figura 4: Cuerpo de Aceleración en 3D

2.3. Modelos Matemáticos del Sistema de Admisión

Se requiere determinar la presión y el flujo de aire que ingresa al cuerpo de aceleración y posteriormente al colector de admisión. Por lo que se requiere calcular el coeficiente de flujo, utilizado para definir la eficiencia dinámica de los fluidos globales del sistema de admisión [12]. El flujo a través de la válvula de mariposa se modela como un flujo compresible isoentrópico constante. El modelo más utilizado es el modelo de Barré de Saint-Venant, que entrega el caudal másico para flujo bloqueado y no bloqueado [13]. El coeficiente de flujo se define como una relación entre la tasa de flujo real (\dot{m}_{real}), determinado por los sensores, y la tasa de flujo ideal de la masa de aire (\dot{m}_{ideal}), dada por la ecuación (1) de flujo modelada y se representa como:

$$C_m = \frac{\dot{m}_{real}}{\dot{m}_{ideal}} \quad (1)$$

Butt et al. [14] han establecido los siguientes supuestos para el análisis de una válvula de mariposa. El flujo de aire consta de varias etapas, no hay reflujo ni efecto turbulento, el flujo de aire no es laminar, la geometría interna y las superficies del paso de aire son suaves y sin fricción. Además, no hay curvas lo suficientemente cortas que afecten la laminaridad del flujo. Y, por último, los componentes y partes de un colector de admisión siempre tienen tolerancias de fabricación, así como el montaje y cubierta debe realizarse en un espacio muy reducido

Para un flujo de fluido compresible, las tasas de flujo másico a través de la válvula de mariposa son calculadas a partir de las ecuaciones estándar del orificio [15]. Se considera el caso de las relaciones de presión a través de la válvula del acelerador. Este parámetro varía entre la presión ambiental (P_0) y la presión del colector de admisión (P_m). La relación crítica para estas presiones considera un calor específico (γ) de 1.4 y la relación entre presiones se obtiene con la ecuación 2:

$$\frac{P_m}{P_0} = 0.528 \quad (2)$$

Para relaciones de presión, mayores que la crítica, se utiliza la ecuación 3:

$$P_m \geq \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\gamma/(\gamma-1)} \quad (3)$$

El caudal másico es subsónico y viene dado por la ecuación 4:

$$\dot{m} = C_m \cdot A(\theta) \cdot \frac{P_0}{\sqrt{RT_0}} \cdot \left(\frac{P_m}{P_0} \right)^{1/\gamma} \cdot \sqrt{\left\{ \frac{2\gamma}{\gamma-1} \left[1 - \left(\frac{P_m}{P_0} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} \right] \right\}} \quad (4)$$

donde C_m es el coeficiente de flujo, $A(\theta)$ es el área de flujo de paso, R es la constante de gas del aire y T_0 es la temperatura ambiente. Por otra parte, para relaciones de presión menores que la crítica, se establece la relación de la ecuación 5:

$$\dot{m} = C_m \cdot A(\theta) \cdot \frac{P_0}{\sqrt{RT_0}} \cdot \sqrt{\gamma} \cdot \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{(\gamma+1)/(2(\gamma-1))} \quad (5)$$

2.4. Ecuaciones Gobernantes del Modelo Simulado

Para obtener los resultados de simulación, se utilizan las ecuaciones de la continuidad y momento, requeridas para un análisis CFD. La ecuación de continuidad sigue la ley de conservación de la masa, afirmando que la energía no se crea ni se destruye [16]. Es decir, la tasa de aumento de la masa de un fluido debe ser igual a la tasa neta del flujo de masa hacia el elemento fluido, como se representa en la ecuación 6:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho u) = 0 \quad (6)$$

donde $\partial \rho / \partial t$ es la tasa de cambio con respecto al tiempo y $\text{div}(\rho u)$ es el flujo másico neto que sale del elemento a través de sus límites. La ecuación de cantidad de movimiento satisface la segunda ley de movimiento de Newton. Ésta establece que, la suma de las fuerzas que actúan sobre el elemento fluido debe ser igual al producto entre su masa y la aceleración del elemento fluido. Se representa mediante las ecuaciones 7, 8 y 9, para la dirección x , y y z , respectivamente.

$$\rho \frac{Du}{Dt} = \frac{\partial(-p + \tau_{xx})}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} + S_{Mx} \quad (7)$$

$$\rho \frac{Dv}{Dt} = \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial(-p + \tau_{yy})}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} + S_{My} \quad (8)$$

$$\rho \frac{Dw}{Dt} = \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial(-p + \tau_{zz})}{\partial z} + S_{Mz} \quad (9)$$

donde ρ es la densidad, p es la presión, Du/Dt , Dv/Dt y Dw/Dt son las velocidades en la dirección x , y y z , τ es el esfuerzo cortante, S es el término fuente que actúa en la dirección negativa. De esta manera, se llega a obtener la ecuación 10:

$$S_{Mx} = 0, S_{My} = -\rho g, S_{Mz} = 0 \quad (10)$$

2.5. Análisis del Mallado

Para determinar el comportamiento del aire a través del cuerpo de aceleración, en los dos modelos de válvula de mariposa propuestos, se utilizó el análisis CFD. Mediante simulación, se obtienen resultados como la presión y flujo de aire, en las salidas del componente y en el interior del cuerpo de aceleración [17]. El mallado que se compara es el volumen del fluido que circula dentro del cuerpo de aceleración, para disminuir la cantidad de elementos y nodos a estudiar [18]. La calidad de la malla que presenta cada diseño se mide con la oblicuidad promedio, definida como skewness. La Tabla 2 detalla estos valores, considerando que, una malla presenta una calidad muy buena cuando skewness es inferior a 0.25 [19].

Tabla 2: Mallado de los Diferentes Modelos de Mariposa y Aperturas Relativas

Modelo	Diseño	Número de elementos	Skewness
Cuerpo de aceleración original	Apertura 0 %	485780	0.23613
	Apertura 20 %	478471	0.23651
	Apertura 40 %	478731	0.2356
	Apertura 78 %	477624	0.23676
Cuerpo de aceleración modificado	Apertura 0 %	478735	0.23615
	Apertura 20 %	470330	0.23679
	Apertura 40 %	469688	0.2368
	Apertura 78 %	470421	0.23686

Para determinar la convergencia del mallado, se realizó el análisis del modelo original con la mariposa de aceleración cerrada completamente y con la válvula

ISCA abierta. La Fig. 5 presenta este análisis, donde se consideró diferentes tamaños de elementos. A partir de los 197 779 elementos, la presión de salida de los mallados tiende a 24.95 kPa. Este es el valor en la salida del cuerpo de aceleración, que se aproxima a la presión dada por el sensor MAPS, ubicado en el colector de admisión. De esta manera, se valida la malla generada para el estudio.

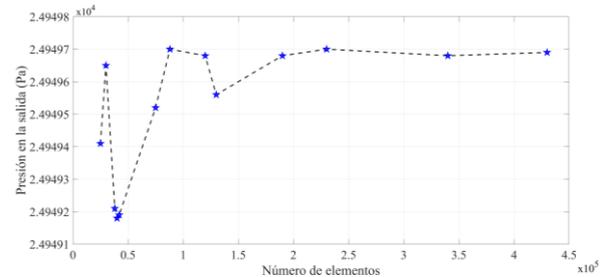


Figura 5: Convergencia de Malla

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se describen los resultados obtenidos luego de la simulación CFD, realizados a partir del cuerpo de aceleración original y modificado. El estudio se planteó cuando funciona el motor en ralentí, con el cuerpo de mariposa cerrado, apertura de 0 %, y con el actuador ISCA abierto completamente [20]. Para los demás comportamientos del cuerpo de aceleración, al 20, 40 y 78 % de apertura relativa de la mariposa de aceleración, el actuador ISCA se mantendrá cerrado. De esta manera, se permite el paso directamente al cuerpo de mariposa [21].

3.1. Validación de resultados

Para la validación, los valores obtenidos de las simulaciones de los dos modelos presentados son comparados con los datos que se tomó del sensor MAPS. Luego se calcula el error relativo de cada uno de los modelos, utilizando la ecuación 11:

$$\% \text{Error} = \frac{|x_{\text{simulación}} - x_{\text{experimental}}|}{x_{\text{experimental}}} \times 100 \quad (11)$$

La Tabla 3 contiene los valores de error relativo obtenido para cada modelo, respecto al porcentaje de apertura de la mariposa.

Tabla 3: Valores de Presión con Respecto a Valores del Sensor MAPS

Apertura relativa de la mariposa [%]	Presión en la salida MAPS [kPa]	Presión en la salida modelo original [kPa]	Presión en la salida modelo modificado [kPa]	Error modelo original [%]	Error modelo modificado [%]
0	24.95	37.69	37.75	51.07	51.30
20	61.37	56.53	56.63	7.88	7.72
40	69.00	68.74	68.74	0.37	0.37
78	70.00	70.07	70.11	0.10	0.16



La Fig. 6 permite visualizar la comparativa entre los modelos simulados y los datos tomados con el sensor. Se evidencia que, cuando se aumenta el ángulo de apertura de la mariposa, los datos de simulación se aproximan a los reales, generados por el sensor MAPS. Es importante mencionar que, los valores al inicio del funcionamiento, cuando el motor está en ralentí, varían de 4.64 a 10 m·s⁻¹, con un promedio de velocidad de 7.32 m·s⁻¹. Este valor es configurado para la entrada en las simulaciones, cuando la mariposa de aceleración está completamente cerrada.

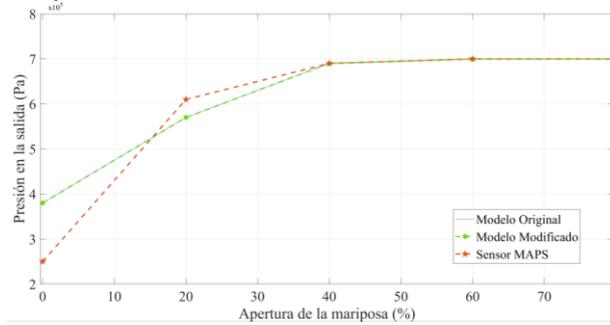


Figura 6: Presiones en la Salida con Diferentes Ángulos de Apertura de Mariposa

3.2. Simulaciones

Para el estudio del cuerpo de aceleración, se usa el software ANSYS Fluent en donde se realiza la simulación de la válvula de mariposa la cual se coloca con un ángulo de apertura de 0 %. El actuador ISCA permite conocer la entrada de aire con la que funciona el vehículo cuando está en ralentí. También para compensar el flujo de aire que el motor necesita al presionar el acelerador. La Fig. 7 presenta la comparativa de velocidad con apertura del 0 % para los dos modelos en estudio.

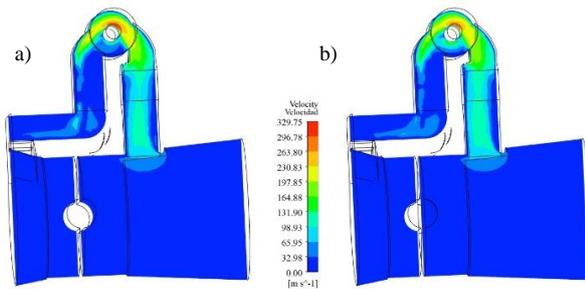


Figura 7: Cuerpo de Aceleración Apertura 0 % a) Original, b) Modificado

Para las simulaciones en donde la válvula de mariposa se encuentra con un ángulo de 20 %, el actuador ISCA se cierra completamente, para que el flujo de aire siga la dirección de la válvula de mariposa. La Fig. 8 muestra los resultados de velocidad obtenida para esta apertura, con una velocidad de ingreso de 12.55 m·s⁻¹.

En las Fig. 9 y 10, se sigue manteniendo que, el actuador ISCA se cierra completamente. Se trabaja en las simulaciones con velocidades de entrada de 25.59 y 40.71 m·s⁻¹ para las aperturas de 40 y 78 %,

respectivamente. Esta información se obtiene con el anemómetro instalado en la entrada al cuerpo de aceleración. Mediante simulación, se obtuvieron valores máximos de velocidad a la salida de 79.93 y 63.36 m·s⁻¹, respectivamente. Es evidente que existe un aumento en la velocidad, a menor apertura de la válvula de mariposa, hay mayor velocidad en la entrada al colector de admisión, permitiendo mayor flujo de aire.

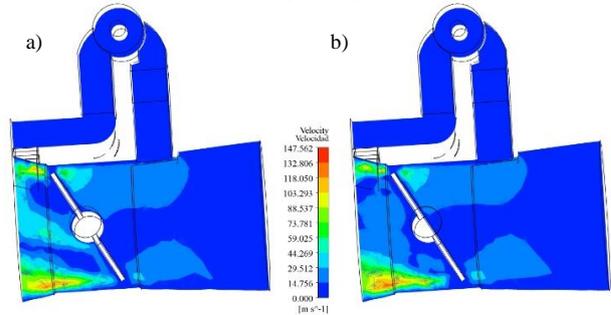


Figura 8: Cuerpo de Aceleración Apertura 20 % a) Original, b) Modificado

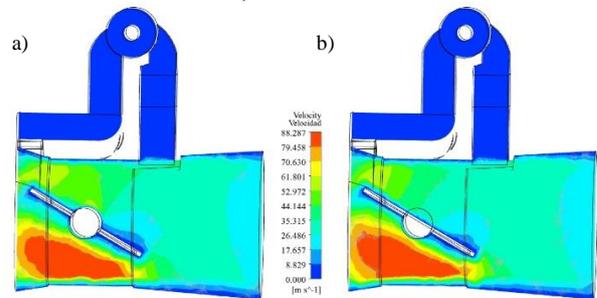


Figura 9: Cuerpo de Aceleración Apertura 40 % a) Original, b) Modificado

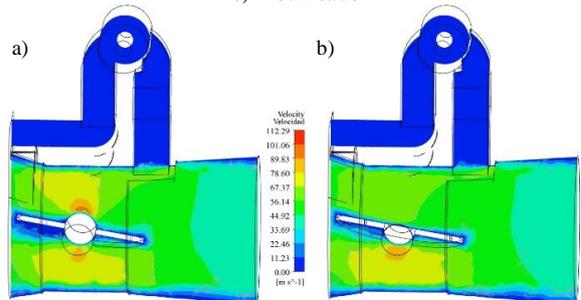


Figura 10: Cuerpo de Aceleración Apertura 78 % a) Original, b) Modificado

La Tabla 4 presenta los valores del flujo másico a la salida del cuerpo de aceleración, a medida que se ha modificado la apertura.

Tabla 4: Flujos másicos de los dos modelos simulados

Apertura relativa de la mariposa [%]	Flujo másico modelo original [g·s ⁻¹]	Flujo másico modelo modificado [g·s ⁻¹]	Error de flujo másico [%]
0	6.71	5.67	18.34
20	4.66	6.65	29.92
40	32.69	33.23	1.62
78	58.27	58.03	0.41

La Fig. 11 permite observar los flujos másicos, tanto del modelo original, como del modelo modificado. Se valida el proceso de simulación CFD al presentar valores

de flujo másico que se asemejan. Además, se planteó un aumento en el flujo de entrada al colector de admisión, con lo que se obtuvo un error relativo de 29.92 y 1.62 % de aumento de flujo másico en las aperturas relativas de mariposa de 20 y 40 %, respectivamente. Este incremento es positivo para el funcionamiento del motor, ya que ingresa mayor cantidad de aire.

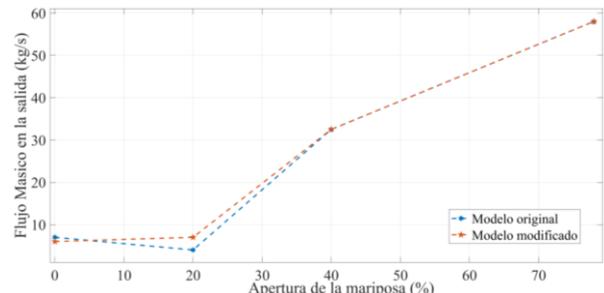


Figura 11: Relación de los Flujos Másico con Respecto al Apertura de Mariposa

4. CONCLUSIONES

Con el análisis CFD realizado en ANSYS para el cuerpo de aceleración de un motor a gasolina, se obtuvieron valores de presiones y flujos de aire. Se presentó modelos con diferentes aperturas relativas de la mariposa de aceleración. Los datos reales fueron tomados utilizando un scanner OBD II y se dividió en cuatro aperturas de la válvula, 0, 20, 40 y 78 %. Fue necesario medir la velocidad de entrada del aire de admisión con un anemómetro. Se obtuvieron valores entre 4.68 y $40.71 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, datos requeridos para definir las condiciones iniciales y de contorno para la simulación, debido a que el vehículo no cuenta con sensor de flujo de aire. Mediante el proceso de simulación, se obtuvieron valores de flujo másico de aire de 6.31 a $59.39 \text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$, dependiendo de la apertura de mariposa, a mayor apertura, mayor flujo másico.

Mediante el análisis presentado, se determinó un incremento de la cantidad de flujo másico en las aperturas relativas de mariposa del 20 %. Se obtuvo valores de $1.99 \text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$ en el aumento de flujo de aire del cuerpo modificado, respecto al cuerpo original. En la apertura del 40 %, el aumento fue de $0.54 \text{ g}\cdot\text{s}^{-1}$ en la misma relación entre el cuerpo modificado y el original. Además, se observó un aumento de la velocidad del aire del cuerpo modificado de $1.99 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, en relación con el cuerpo original en la apertura de mariposa del 20 %.

Mientras que, en la apertura del 40 %, no existe un aumento significativo entre las velocidades de la salida del cuerpo modificado y el cuerpo original, con valores entre los 79.93 y $79.91 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, respectivamente. Con esta información se concluye que, si se aumenta la velocidad en una baja apertura de mariposa, como al 20 %, aumenta el flujo másico del cuerpo modificado. Por otra parte, a medida que se incrementa la apertura del ángulo de mariposa, los valores se igualan y no hay variaciones significativas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Carrera de Ingeniería Mecánica y al Grupo de Investigación en Ingeniería, Productividad y Simulación Industrial (GIIPSI) de la Universidad Politécnica Salesiana.

REFERENCIAS

- [1] A. S. Patil, V. G. Halbe, and K. C. Vora, "A System Approach to Automotive Air Intake System Development," SAE Tech. Pap., vol. 2005-Janua, no. January, 2005, doi: 10.4271/2005-26-011.
- [2] T. Sinigaglia, M. Eduardo Santos Martins, and J. Cezar Mairesse Siluk, "Technological evolution of internal combustion engine vehicle: A patent data analysis," Appl. Energy, vol. 306, p. 118003, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.APENERGY.2021.118003.
- [3] I. Simbaña, W. Quitiaquez, J. Estupiñán, F. Toapanta-Ramos y L. Ramírez, "Evaluación del rendimiento de una bomba de calor de expansión directa asistida por energía solar mediante simulación numérica del proceso de estrangulamiento en el dispositivo de expansión," Revista Técnica Energía, vol. 19, n° 1, pp. 110-119, 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.524.
- [4] W. Ashraf, S. Khedr, A. Diab, and H. Elzaabalawy, "Effect of Replacement of Butterfly Throttle Body by Barrel Throttle Body on Mass Flow Rate using CFD," SAE Tech. Pap., vol. 2017-March, no. March, 2017, doi: 10.4271/2017-01-1078.
- [5] N. Vinoth, V. Mohanavel, A. Kannappan, and K. Mohith, "CFD modelling of carburetor with several valve positions," Mater. Today Proc., vol. 37, no. Part 2, pp. 1535-1549, 2020, doi: 10.1016/j.matpr.2020.07.149.
- [6] A. Hassantabar, A. Najjaran, and M. Farzaneh-Gord, "Investigating the effect of engine speed and flight altitude on the performance of throttle body injection (TBI) system of a two-stroke air-powered choengine," Aerosp. Sci. Technol., vol. 86, pp. 375-386, 2019, doi: 10.1016/j.ast.2019.01.006.
- [7] J. Suresh Kumar, V. Ganesan, J. M. Mallikarjuna, and S. Govindarajan, "Design and optimization of a throttle body assembly by CFD analysis," Indian J. Eng. Mater. Sci., vol. 20, no. 5, pp. 350-360, 2013.
- [8] C. Xu and H. Cho, "The Analysis of Influence of Throttle Body on Engine Intake System," Int. J. Eng. Technol., vol. 9, no. 5, pp. 3481-3486, 2017, doi: 10.21817/ijet/2017/v9i5/170905048.
- [9] C. D. E. Catalu, J. N. Cerc, and S. Industriales, "Gestión de la mezcla aire-gasolina," 1999.
- [10] G. Ahmadi-Assalemi et al., "Optimising driver profiling through behaviour modelling of

- in-car sensor and global positioning system data,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 91, February, p. 107047, 2021, doi: 10.1016/j.compeleceng.2021.107047.
- [11] J. Martínez, L. Robles, F. Montalvo, D. Baño Morales, and I. Zambrano, “Effects of altitude in the performance of a spark ignition internal combustion engine,” *Mater. Today Proc.*, vol. 49, pp. 72–78, 2022, doi: 10.1016/j.matpr.2021.07.475.
- [12] A. Nigro, A. Algieri, C. De Bartolo, and S. Bova, “Fluid dynamic investigation of innovative intake strategies for multivalve internal combustion engines,” *Int. J. Mech. Sci.*, vol. 123, no. January, pp. 297–310, 2017, doi: 10.1016/j.ijmecsci.2017.02.018.
- [13] M. McHarek, T. Azib, M. Hammadi, C. Larouci, and J. Y. Choley, “Multiphysical design approach for automotive electronic throttle body,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 67, no. 8, pp. 6752–6761, 2020, doi: 10.1109/TIE.2019.2939999.
- [14] Q. R. Butt, A. I. Bhatti, M. R. Mufti, M. A. Rizvi, and I. Awan, “Modeling and online parameter estimation of intake manifold in gasoline engines using sliding mode observer,” *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 32, pp. 138–154, 2013, doi: 10.1016/j.simpat.2012.12.001.
- [15] M. Bordjane, “Numerical Investigation Of Throttle Valve Flow Characteristics For Internal Combustion Engines,” *J. Multidiscip. Eng. Sci. Technol.*, vol. 2, no. 12, pp. 3159–3199, 2015, [Online]. Available: www.jmest.org.
- [16] J. Katz, “Introduction to Computational Fluid Dynamics,” *Introd. Fluid Mech.*, January, pp. 324–342, 2012, doi: 10.1017/cbo9780511761348.011.
- [17] W. Quitiaquez, J. Estupinan-Campos, C. A. Isaza-Roldan, C. Nieto-Londono, P. Quitiaquez, and F. Toapanta-Ramos, “Numerical simulation of a collector/evaporator for direct-expansion solar-assisted heat pump,” *2020 Ieee Andescon, Andescon 2020*, pp. 1–6, 2020, doi: 10.1109/ANDESCON50619.2020.9272139.
- [18] W. Quitiaquez, J. Estupiñan-Campos, C. A. Isaza Roldán, F. Toapanta-Ramos, and A. Lobato-Campoverde, “Análisis numérico de un sistema de calentamiento de agua utilizando un colector solar de placa plana,” *Ingenius*, no. 24, pp. 97–106, 2020, doi: 10.17163/ingenius.n24.2020.10.
- [19] W. Quitiaquez, I. Simbaña, R. Caizatoa, C. Isaza, C. Nieto, P. Quitiaquez y F. Toapanta, “Análisis del rendimiento termodinámico de una bomba de calor asistida por energía solar utilizando un condensador con recirculación,” *Revista Técnica Energía*, vol. 16, n° 2, pp. 111-125, 2020, doi: 10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.358
- [20] M. Balaji, K. Amal Satheesh, G. Sanjay, and H. K. Job, “Design of throttle body: A comparative study of different shaft profiles using CFD analysis,” *Int. J. Chem. Sci.*, vol. 14, pp. 681–686, 2016.
- [21] M. I. Rounaque and S. Rajesh, “CFD Analysis of Flow through a Throttle Body of Spark Ignition Engine for Different Throttle Valve Configuration,” *Int. J. Res.*, vol. 06, no. 13, pp. 1046–1052, 2019.



Andrés Argüello. - Nació en Cuenca, Ecuador, en 1985. Recibió su título de Ingeniero Mecánico Automotriz en la Universidad Politécnica Salesiana, en el 2012. Actualmente tiene título de Magister en Métodos Matemáticos y Simulación Numérica en Ingeniería, de la Universidad Politécnica Salesiana. Sus campos de Investigación están relación con análisis Numérico y estadístico, además de análisis matemático en el campo Automotriz.



William Quitiaquez. - Nació en Quito, Ecuador, en 1988. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2011; de Magíster en Gestión de Energías de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en 2015; de Magíster en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, en 2019; de Ph.D. en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín, en 2022. Su campo de investigación se encuentra relacionado a Fuentes Renovables de Energía, Termodinámica, Transferencia de Calor y Simulación.



Isaac Simbaña. - Nació en Quito, Ecuador, en 1990. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Salesiana, Mención Diseño de Máquinas, en 2018; de Magíster en Métodos Matemáticos y Simulación Numérica en Ingeniería de la Universidad Politécnica Salesiana, en 2022. Trabaja en el Instituto Superior Universitario SUCRE, en la Carrera de Tecnología Superior en Electromecánica como Docente. Sus campos de investigación están relacionados al Análisis Numérico y Estadístico, además del estudio de Termodinámica y Procesos de Manufactura.



Patricio Quitiaquez. - Nació en Quito en 1969. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad Politécnica Nacional de Ecuador en 2002; de Magíster en Gestión de la Producción de la Universidad Técnica de Cotopaxi, en 2007. Su campo de investigación se encuentra relacionado con Gestión de Operaciones, Diseño Estructural, Procesos de Manufactura y Simulación.

Evaluation of Flexible Configuration Pipeline Networks for Hydrocarbon Transportation

Evaluación de Redes de Tuberías con Configuración Flexible para el Transporte de Hidrocarburo

 C. Cholca¹

 W. Quitiaquez¹

 E. Pilataxi¹

 F. Toapanta¹

¹Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador

E-mail: lcholca@est.ups.edu.ec; wquitiaquez@ups.edu.ec; epilataxi@ups.edu.ec; ltoapanta@ups.edu.ec

Abstract

Pipelines are currently the main method of transporting fluids from one place to another within an industrial plant. The present investigation studies the piping configuration of a hydrocarbon transport pump system. An investigation was carried out to identify the different loads present in pump system designs due to self-weight and thermal operating effects to reduce the stresses and displacements exerting on the piping, ensuring its mechanical integrity and the safety of plant equipment and personnel, considering different pressure and temperature scenarios. The model development and analysis was performed in the specialized Bentley AutoPIPE software under static conditions, using produced water as the working fluid.; the operating temperature and pressure data are 100 °F and 320 psi, respectively. For the analysis, two configuration models were used pipes with rigid and flexible system, allowing to compare results and validate that the stresses in pipes and pumps nozzles are within the allowable loads according to ASME B31.3 and API 610 standards. Based on the analysis results, the sustained and thermal stresses are 16.3 and 14.4 ksi, values that represent approximately 75 % of the maximum stress of the respective standard for piping or rotating equipment nozzles, as well as the development of a safe, reliable design within the project budget.

Resumen

En la actualidad las tuberías son el principal método de transporte de fluidos de un lugar a otro, dentro de una planta industrial. La presente investigación estudia la configuración de tuberías de un sistema de bombas de transporte de hidrocarburo. Se realizó una investigación para identificar las diferentes cargas presentes en diseños de los sistemas de bombas, debido a efectos de peso propio y térmicos operativos, con el fin de reducir los esfuerzos, desplazamientos que actúan en las tuberías, garantizando su integridad mecánica y la seguridad de los equipos y del personal de la planta, considerando diferentes escenarios de presión y temperatura. El desarrollo y análisis del modelo se ha realizado en el software especializado Bentley AutoPIPE en condiciones estáticas, utilizando agua de producción como fluido de trabajo, los datos operativos de temperatura y presión son 100 °F y 320 psi respectivamente. Para el análisis, se emplearon dos modelos de configuración; tuberías con sistema rígido y flexible, permitiendo comparar resultados y validar que los esfuerzos en tuberías y boquillas de bombas se encuentren dentro de las cargas admisibles de acuerdo con las normas ASME B31.3 y API 610. Con base en los resultados del análisis, los esfuerzos en sostenido y térmicos son 16.3 y 14.4 ksi, valores que representan aproximadamente el 75 % del esfuerzo máximo de la norma respectiva de tuberías o boquillas de equipos rotatorios, como también al desarrollo de un diseño seguro, confiable y que se encuentre dentro de los presupuestos del proyecto.

Index terms— AutoPIPE, allowable load, stress analysis, pipeline flexibility.

Palabras clave— AutoPIPE, carga admisible, análisis de esfuerzos, flexibilidad de tuberías.

Recibido: 28-03-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Cholca, C; Quitiaquez W; Pilataxi E; Toapanta-Ramos F. (2023). "Evaluation of Flexible Configuration Pipeline Networks for Hydrocarbon Transportation". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 109-117

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.584>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

The use of steel pipe in industrial plants is of vital importance has been considered the vein of the petrochemical industry, refinery, power plant among others, it constitutes an approximate 40 % of the cost of the material in a plant [1]. As non-renewable resources reduce, regions of countries and companies that use oil and gas are increasingly dependent on imports from various parts of the world [2]. Oil industrialization has divided into three micro-processes: Up-Stream, Down-Stream and Mid-Stream, with the latter two processes generating the highest economic margin [3].

A brief review of the scientific literature on pipeline simulations with flexible configuration for hydrocarbon transport has presented below. Rao et al. [4] performed a piping configuration study for the single process unit system upturn. The authors developed the analysis using specialized software, between the process piping and pressure vessel connections, according to ASME B31.3. Expansion loops and spring supports has used in the piping system at point locations obtaining great stress reduction and increased flexibility of the system. A 6" diameter pipe, SCH 40, ASTM A106 Gr.B was used its operating temperature and pressure of 250 °C and 14.5 kg·cm⁻², respectively this value represent a 70 % design when implementing expansion loops.

Jamuna et al. [5] studied the design and analysis of supported piping systems using CAESAR-II software. It has been showed that the piping flexibility of a process system depends on factors such as pipe routing, pressure, temperature, and support location. The authors mention that the use of expansion joints provides a smaller displacement compared to hangers. For the analysis, 8" size pipe, SCH STD, 100 mm insulation and temperature flows of 540 °C were used for steam transport, obtaining in a first analysis 31.7 % value in stresses with the application of hangers and a sustained load rate of 20.8 % with expansion joints, the main use originates when the system does not have enough space to perform the piping configuration, therefore, the use of these is recommended as well as their useful life is less than 2000 cycles.

Akhilesh et al. [6] performed a stress analysis in piping of a pumping system for a process facility. The authors previously developed the installation of the pumps, a static and dynamic analysis for the optimum performance of piping, equipment, among others, to ensure the integrity of the environment and safety of operational personnel. Thermal expansion loops were used at the inlet and outlet of the pumps to reduce the loads on the nozzles of the equipment, resulting in a ratio of 52.2 % which is within the allowable stresses mentioned in the ASME B31.3 code. Lu et al. [7] conducted a study of the analysis of pipes, flanges and tanks for transport and storage of liquefied natural gas (LNG). The authors used a safety factor of 1.5 for the fluid transport design, where at the minimum contact

with air, the fluid becomes an explosive detonate of 5 to 15 % before a fire source. SS304 stainless steel tubing was used, with an operating temperature and pressure of 140 °C and 1 MPa with an allowable stress of 137 MPa the pressure results using L and Z type configurations between equipment connection are 174.32 and 153.12 MPa, respectively.

Verma et al. [8] determined a 3D modeling design for a closed-loop, high-pressure, high-temperature helium gas facility. The facility was designed to test several gas-cooled mock-ups, producing considerable thermal deflections and expansions in the piping system. The authors used loops in the course of the piping system in order to understand the operation and control safety factors. A pressure of 10 MPa, temperature of 450 °C and a mass flow rate of 0.4 kg·s⁻¹, were used for the design. The results obtained were a minimum available stress of 29 % and displacements of 9.8, 19.72 and 21.76 mm in the x, y, and z directions, respectively, in the heater outlet line of the loop.

Saha [9] conducted a study on the static interaction between primary and secondary systems comprising structure and piping equipment. The study was performed with an analysis of coupled elements (piping, structure equipment), developing a reliable, realistic, and safe design approach method. For the development of the analysis a numerical simulation method was presented for its validation applied in a real case. A 24" outside diameter pipe was used, with a wall thickness of 12.7 mm connected to two equipment nozzles, with a stiffness in the support springs of 2000 N·mm⁻¹ The results between the composite and grouped system models had a maximum error of 23 %.

Zahid et al. [10] studied the methodology for flexibility analysis in process piping. The efficiency of an industrial plant depends, to a large extent, on its capacity to transport fluids through the piping systems. The authors carried out an investigation of a heat exchanger for reducing dimensions in the expansion loops and consequently saving pipe supports. They used stainless steel pipes ASTM A312-TP316L, a design pressure of 420 MPa, temperatures between 170 and 250 °C between the recirculation pumps and the heat exchanger, placing guide and stop supports in the pipes, obtaining results in stresses that are below the limits that represent between 31 and 46 % respectively.

Shehadeh et al. [11] studied the optimization of thermal expansion loops in piping using ASME B31.3. Long length pipes operating under high temperature conditions tend to expand significantly, which represents the creation of expansion loops these require extra space, supports, bends, elbows, bends, negatively affecting the design cost. The authors carried out the study of a 600 m long gas pipeline in a 24" diameter pipe at a temperature of 85 °C that transports liquid butane, the preliminary design has made in Pipe Data software, and its validation in CAESAR-II software, obtaining the following results,

in the most critical case of thermal expansion, a reduction in the size of loops, from 8000 to 2000 mm, obtaining an approximate saving of USD. 30000 (four loop).

Saputra et al. [12] performed piping analysis of the ballast system of 24 tugboats. The ballast system in ships, especially in tugboats, serves to help stabilize the ship so it can sail safely. The authors conducted the study to determine the magnitude of sustained and circumferential stress produced in the ballast pipes. The modeling of the piping system and analysis was performed in AutoPIPE software, taking as reference the ASME B31.3 standard, the operating data used for the analysis were seawater at normal temperature of 30 °C and ballast working pressure 72.52 psi, obtaining that the resulting stress value is below the allowable of the material A53-B (galvanized), which is equal to 20 ksi.

The objective of the present study is to analyze the flexibility in the piping network of a hydrocarbon pumping system in a real rigid and flexible models to determine the stresses produced in its operation. This document presents four sections. First section cover aspects of pipe networks, the stress analysis, and the art state. The second section shows the materials and methods used to develop the study, focusing on the flexibility mathematical models to achieve the results. The third section analyzes the results using simulation software by means of comparative tables and graphs. Finally, in the conclusions section the results are mentioned to determine which pipe arrangement is the most appropriate, complying with the parameters established under the respective standard.

2. MATERIALS Y METHODS

The oil exploitation and natural gas depends on the location of the fields and the various techniques used for the crude extraction of "black gold" products. A production facility is the set of one or more facilities within which hydrocarbons from one or more fields had processed to separate them into oil, gas and water [13]. The transfer of hydrocarbons from one place to another is carried out through steel pipes (overhead or buried) by means of pumping or compression stations. Fig. 1 shows the oil's production process when extraction from an oil and gas facility begins.



Figure 1: Production process

The methodology of the design procedure is to perform a configuration within safe and economic parameters, the preliminary systems creation for the development of the flexibility analysis allows to verify the different stresses and displacements in order to detect possible failures in the future [14]. Fig. 2 provides important information about the procedure that was considered to carry out the analysis in pipes.

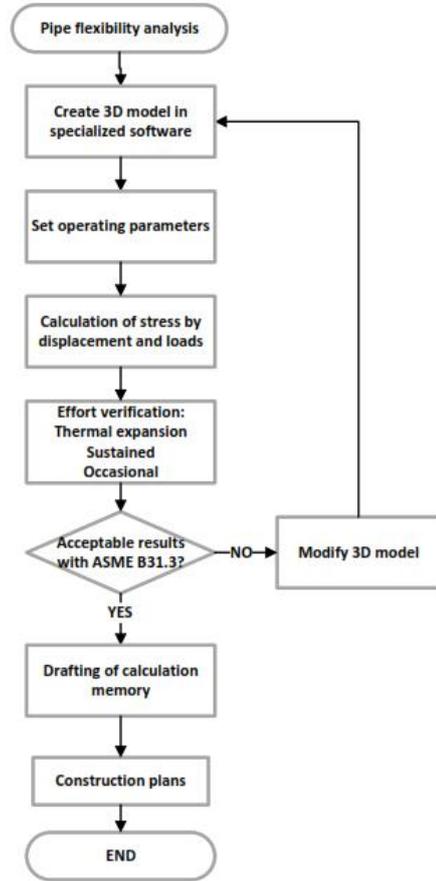


Figure 2: Work methodology

Among the important design considerations of a piping system, in addition to its good performance in terms of operability and efficiency, its cost must be considered, and this successively depends on the dimensions of the line (length, diameter and wall thickness), in addition to the material used for its manufacture [15]. According to ASME B31.3 [16], the thickness of straight sections in pipes should determine by the following equation:

$$t = \frac{PD}{2(SEW + PY)} + c \tag{1}$$

For values of $t < D/6$, the design thickness with internal pressure for straight pipe should not be less than the value calculated according to equation (1). Thickness is determined by the design pressure values P multiplied by the pipe diameter D , the allowable stress values S of the material at the operating temperature are tabulated in Table A-1 of ASME B31.3 [16].



The allowable expansion stress is the limiting value of the material stress at the operating temperature [17]. The following is the equation for determining the allowable stress at system temperature [11][18].

If $S_h < S_L$

$$S_A = f(1.25S_C + 0.25S_h) \quad (2)$$

And $S_h > S_L$

$$S_A = f[1.25(S_C + S_h) - S_L] \quad (3)$$

For the result of allowable expansion stress S_A , it is determined with the sum of values of allowable stresses at the minimum temperature of metal "cold" S_C , allowable stress at the maximum temperature of metal "hot" S_h , determined in Table A-1 of ASME B31.3 [16] and multiplied by the factor of stress interval f (number of cycles of the system).

The circumferential stress in pipes, is caused by internal pressure, and is calculated by Barlow's formula [19] for thin-walled cylinders. Equation (4) must fulfill that SHOOP must be less S_h allowing the pipe not to expand in the circumferential direction [15].

$$S_{HOOP} = \frac{PD}{2t} \leq S_h \quad (4)$$

For the sustained case, it allows the study of the sum of longitudinal stresses S_L , in any element of a piping system that are produced by sustained loads such as material self-weight and point or distributed forces, applied moments, internal pressure and isolations [10]. Equation (5) must comply with the fact that S_h must be greater than S_L [12], thus ensuring that the pipe does not have stresses that cause plastic deformation or failure of the material.

$$S_L = \frac{F}{A} + \frac{PD}{4t} + \frac{M}{Z} \leq S_h \quad (5)$$

Briefly for expansion case, it allows the study of pipe expansion and contraction due to thermal variations with respect to the system temperature pipe displacement that were present in plant start-ups or shutdowns [20]. The objective is to ensure that the thermal expansion (S_E) value always remains below the allowable stress (S_A) in any circumstance of the system operation [21].

$$S_E = \sqrt{S_b^2 + 4S_t^2} \leq S_A \quad (6)$$

$$S_b = \frac{\sqrt{(I_t M_t)^2 - (I_o M_o)^2}}{Z} \quad (7)$$

$$S_t = \frac{M_t}{2Z} \quad (8)$$

This mathematical model allows determining the thermal or secondary stress (S_E), it is formed by the sum of the resultant bending stress (S_b) plus the resultant torsional stress, which is dependent on the pipe section modulus (Z).

Prior to their stress analysis, the process pipelines are identified according to the temperature at which the line will be in operation, data that will be determined by the bases and criteria of the project, considering as temperature for the analysis, the maximum operating temperature. The process lines category shows in Table 1 [22].

Table 1: Boundary condition values for the refrigerant

Diam.	Ferritic material		Austenitic material	
	> 200 °C	< -230 °C	> 166 °C	< -157 °C
D ≥ 3"	> 200 °C	< -230 °C	> 166 °C	< -157 °C
D = 4"	> 150 °C	< -140 °C	> 124 °C	< -100 °C
D ≥ 6"	> 100 °C	< -90 °C	> 83 °C	< -51 °C
D ≥ 18"	> 750 °C	< -41 °C	> 63 °C	< -28 °C

To start the pumping system modeling; the process and instrumentation diagram (P&ID) is required, which provides information related to the process plant (pressure, temperature) such as number, size of process lines, name of mechanical equipment and electrical instruments, interconnectivity between areas related to the process flow [23].

Fig. 3 shows the preliminary design of the pumping system with basic engineering, generally without flexibility, while Fig. 4 shows the pumping system design with detailed engineering, generally developed with flexible design both fulfill the same purpose within an operating philosophy, to be able to transport produced water, This water is stored and sent to the suction heads of the re-injection pumps and these in turn send water with high pressures to the heads of the re-injection wells, in order to increase oil extraction, the system consists of two centrifugal pumps with two suction and discharge nozzles respectively.

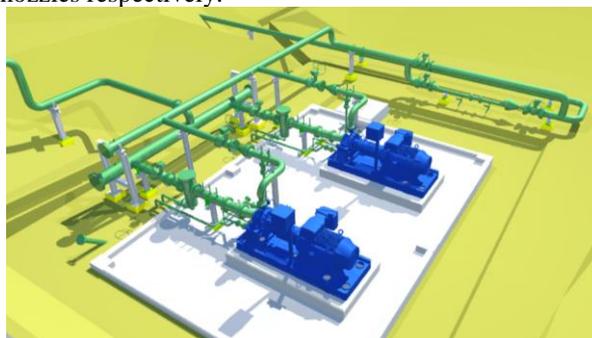


Figure 3: 3D pump model design-Basic

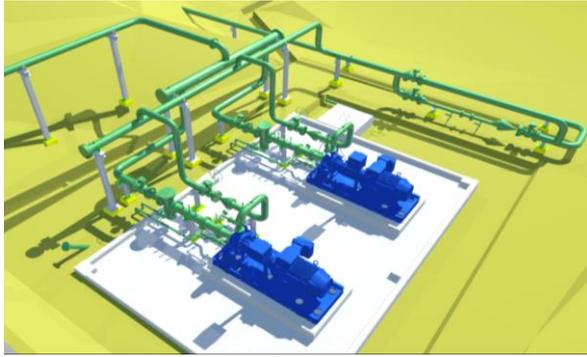


Figure 4: 3D pump model design-Detail

3. RESULTS

After obtaining the premises, values and initial dimensions to be used, according to daily oil production data, the geometric configuration of the pipes is modeled in the design software for its subsequent flexibility analysis, which is performed using the specialized software Bentley AutoPIPE, which allows the development of pipe behavior analysis [24].

For the development of the piping analysis, two preliminary configurations were carried out, the first one has designed with a system without flexibility (A), and the second one with a design with the flexibility (B), which will provide data and results for the selection of a correct and safe design. Next, the results obtained from the simulation are detailed, specifying the points of maximum stress and greater displacement of the piping system in general, as well as the forces and moments acting on the nozzles of the equipment itself, to compare the values obtained with the maximum values allowed by the respective design codes.

In Fig. 5 and 6, models A and B are shown respectively, from which the analysis of displacements and rotations generated as a consequence of the imposed load conditions has performed, also discarding any situation of interference due to movements of the set of pipes. In general, the spaces between supports for the system allow for minor deflection.

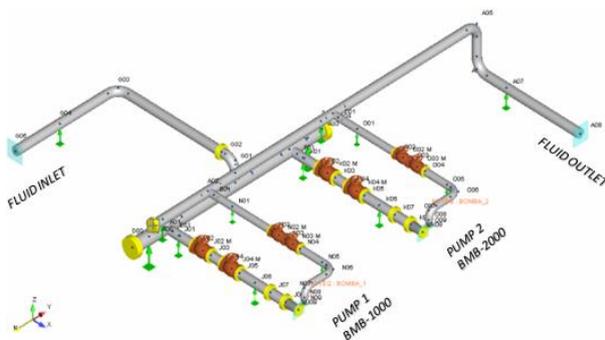


Figure 5: Displacement analysis, configuration A

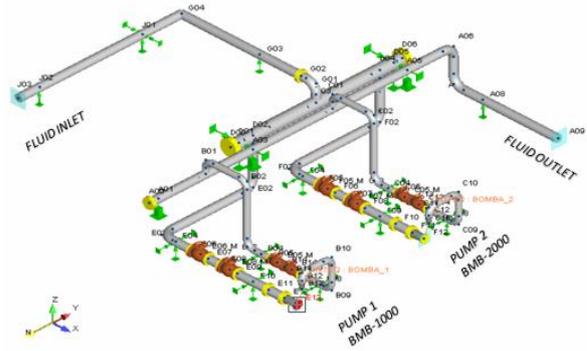


Figure 6: Displacement analysis, configuration B

Table 2 shows the nodes with the values of displacement and maximum of the systems rotations, according to the operating pressure and temperature.

Table 2: Maximum displacement values

	System A		System B	
	Max. Obtained	Node	Max. Obtained	Node
Dz (in)	-0.42	G03	-0.11	F02
Dx (in)	-0.35	A05	-0.10	C01
Dy (in)	-0.25	A00	-0.12	A00
Rx (°deg)	-0.69	G03	-0.07	F03
Ry (°deg)	-0.42	A06	0.05	E01
Rz (°deg)	0.21	G03	0.05	E06

In Fig. 7 and 8 models A and B are shown respectively, from which the analysis of the sustained and expansion stresses has made, which were calculate using the maximum operating conditions of the piping system in question (pressure and temperature) considered as the most critical scenario, when the two pumps are in operation. In the system A model in Fig. 8, the sustained stresses are analyzed, with a maximum value of 242 % of the allowable in node G04, the expansion stresses. The values obtained are still higher than the maximum values allowed by the ASME B31.3 code, so the system is not in the safe design and operation zone, having to redesign the model for a new analysis.

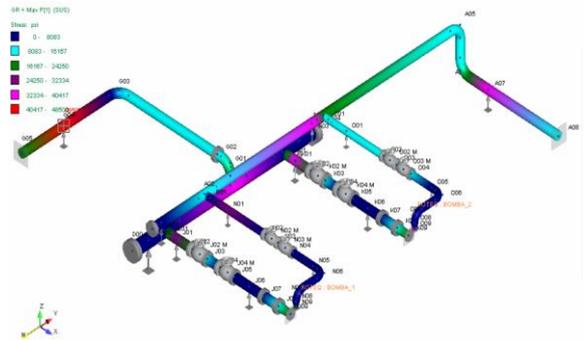


Figure 7: Stress analysis, configuration A

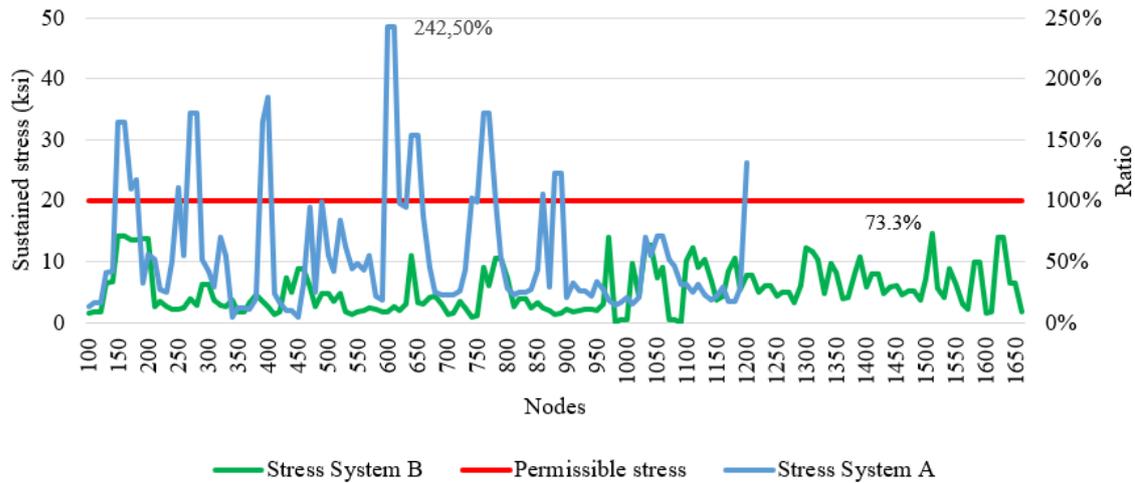


Figure 9: Sustained stress analysis result

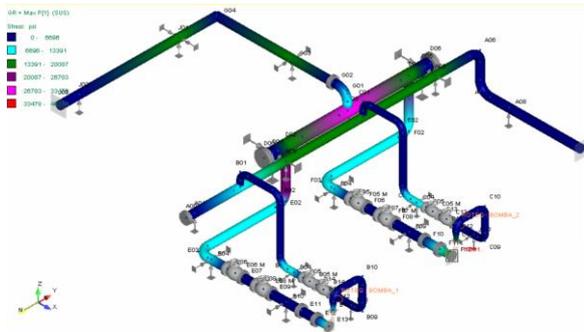


Figure 8: Stress analysis, configuration B

For configuration model B in Fig. 8, the system analysis is performed, where the stress values in support and thermal expansion are below the allowable values of ASME B31.3 with a ratio (ratio between calculated forces and allowable forces) not greater than 48%, respectively in thermal expansion, the flexible configurations type L and Z allow the system to release stresses when in operation. The analysis of the model ensures that the operational aspects and the configuration of the system constraints or flexibilities, with respect to the material characteristics.

Table 3 shows the stress values for the two systems the location of the nodes and their percentage for the allowable stress. The results report the system safety of against temperatures and approximate cyclic loads in pumping equipment of approximately 7000 cycles, which lead to the development of secondary stresses in the system. For the two piping designs, the maximum values of the nodes in the Hoop Stress case do not exceed the allowable stress limits according to ASME B31.3 these values represent between 20 to 35 % of the allowable stresses at the hot material temperature.

Table 3: Maximum displacement values

	Cases	Node	Stress (ksi)		Max. Stress ratio (%)
			Calculated (max.)	Permissible (Standard)	
A	Hoop	A08	6.937	20	35
	Support	G04	48.497	20	242
	Expansion	O09	34.154	30	114
B	Hoop	A09	3.990	20	20
	Support	F12	16.353	20	73
	Expansion	C15	14.459	30	48

Fig. 9 shows all the values of the sustained stresses found in systems A and B, which allows understanding how the stresses act on each node and system has about 110 and 160 nodes, respectively. The results for system A have stress peaks that exceed the admissible stress of 20 ksi recommended by the B31.3 standard, while for system B the values of the nodes that make up the system are below the standard, having as maximum stress a node of 73.3 %, allowing the system to be in the safe design zone.

The piping configuration of system A, generates large concentrations of loads of individual forces and moments, obtaining 2 to 3 times the permissible of the standard and which was transmit to the suction and discharge nozzles of the pump, so they do not meet the conditions of API 610 [25]. For the case of system B configuration, the loads of the equipment nozzles are lower where the values obtained are lower than the permissible of the standard these results are obtained because the design of the configuration, spacing or distribution of the supports is adequate in order to ensure the mechanical integrity of the same, for the analysis a friction factor of 0.03 was used, between support with pipe, application of guides, Teflon pads and good engineering practices.

Rao [4] states in his research that the use of loops or pipe loops in the piping system for the case study was determinant, the use of these pipe arrangements avoids

the use of springs, brakes in the supports as thermal expansion joints, which help for special cases, taking into consideration that they are of great value as delicate in their operation. In addition, Shehadeh [11] designs a preliminary piping system in Pipes Data Software, and its validation in Caesar-II software, for the case study the results obtained in the analysis have performed according to good engineering practices and its flexibility validation was performed in the specialized software AUTO PIPE, having punctual corrections in the location of support points.

4. CONCLUSIONS

The study of the piping system allows the application of the fundamental concepts in the analysis of flexibility in pipes, based on the results found, the following conclusions were present:

In the designs of pipe systems A and B, the analysis was developed obtaining for a first analysis of support and expansion values of 48.49 and 34.15 ksi, respectively, in the nodes, which represent approximately 200 to 300 % of the permissible standard, for a second analysis, the design of the model was improve (pipe-supports), thus obtaining values of lower stress as 16.3 and 14.4 ksi in the most critical nodes both in sustained and thermal respectively, values that are within the permissible of the standard ASME B31.3.

The analysis allows observing the behavior of the supports with the pipes case studies A and B, Teflon pads of 2- or 3-mm thickness should be placed in all the contact surfaces, values that allow the software to have a value of 0.1 as friction constant, the pads allow reducing the thermal loads of the system between 20 and 80 %. The analysis allowed a better distribution and selection of the supports for the system design.

With the application of 7000 pump cycles, operating temperatures of 150 °F and installation temperature of 70 °F the temperature differential is 80 °F which generates thermal expansion, that to the case study has been absorbed by the Z and L type expansion loops in the system piping, allowing to avoid the installation of thermal expansion joints.

In the analysis of the nozzles, the ratio data in system A in suction and discharge are 8.91 and 5.58, respectively system B the pipes meet the criteria of ASME B31.3 the ratio data in suction and discharge are 0.15 and 0.5, respectively, data that do not exceed the 1 ratio of the allowable load according to API 610.

KNOWLEDGE

Authors would like to thank the Mechanical Engineering Department and the Engineering, Productivity, and Industrial Simulation Research Group (GIIPSI) of the Salesian Polytechnic University.

REFERENCES

- [1] F. Rumiche y E. Indacochea, «Estudios de Caso de Fallas y Accidentes en Gasoductos y Oleoductos».
- [2] H. XU y B. WANG, «Vibration Analysis of High Pressure Mud Piping Systems and Vibration Reduction Method», en 2020 3rd World Conference on Mechanical Engineering and Intelligent Manufacturing (WCMEIM), 2020, pp. 732-737, doi: 10.1109/WCMEIM52463.2020.00157.
- [3] J. Morales, W. Quitiaquez, y I. Simbaña, «Modelos de optimización matemática aplicables al sector downstream y midstream del petróleo. Revisión de la literatura y dirección de investigaciones futuras», Rev. Técnica «energía», vol. 17, n.o 1, pp. 103-111, 2020, doi: 10.37116/revistaenergia.v17.n1.2020.398.
- [4] R. N. Rao, M. Maiya, S. Prabhu, G. Santhosh, y G. Hebbar, «The analysis of a piping system for improvement of a system in a process unit», Mater. Today Proc., vol. 46, pp. 2791-2797, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.02.595>.
- [5] R. Jamuna y K. Ramanathan, «Design and Analysis of Piping System with Supports Using CAESAR II», World Acad. Sci. Eng. Technol. Int. J. Comput. Syst. Eng., vol. 10, n.o 5, pp. 1-5, 2016.
- [6] A. K. Jha, S. Kennedy, y K. K. Jha, «Pipe Stress Analysis of Pump System in Process Plant», IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng., vol. 1149, n.o 1, p. 12004, 2021, doi: 10.1088/1757-899x/1149/1/012004.
- [7] H. Lu, G. Ma, X. Li, y S. Wu, «Stress analysis of LNG storage tank outlet pipes and flanges», Energies, vol. 11, n.o 4, 2018, doi: 10.3390/en11040877.
- [8] A. K. Verma, B. K. Yadav, A. Gandhi, A. Saraswat, S. Verma, y E. R. Kumar, «3D modelling of loop layout, pipe stress analysis and structural responses of high-pressure high-temperature experimental helium cooling loop (EHCL)», Fusion Eng. Des., vol. 145, pp. 87-93, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.fusengdes.2019.05.015>.
- [9] S. Saha, «A study on the static interaction between primary and secondary systems comprising structures equipment and piping», Int. J. Press. Vessel. Pip., vol. 170, pp. 59-65, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2019.01.009>.
- [10] U. Zahid, S. Z. Khan, M. A. Khan, H. J. Bukhari, I. Ahmed, y K. A. Khan, «A methodology for flexibility analysis of process piping», Proc. Inst. Mech. Eng. Part E J. Process Mech. Eng., vol. 232, n.o 6, pp. 751-761, 2018, doi: 10.1177/0954408917738963.



- [11] B. Shehadeh, S. I. Ranganathan, y F. H. Abed, «Optimization of piping expansion loops using ASME B31.3», Proc. Inst. Mech. Eng. Part E J. Process Mech. Eng., vol. 230, n.o 1, pp. 56-64, 2016, doi: 10.1177/0954408914532808.
- [12] H. Saputra et al., «ANALISA TEGANGAN PIPA PADA SISTEM BALLAST KAPAL TUGBOAT 24 METER MENGGUNAKAN AUTOPIPE», Jurnal Teknologi dan Riset Terapan (JATRA), vol. 3, n.o 1, pp. 2685-4910, 2021.
- [13] Reglamento De Operaciones Hidrocarburíferas, «Reglamento De Operaciones Hidrocarburíferas», pp. 1-58, 2018.
- [14] B. Li, X. Li, Y. Miao, y H. Yang, «Application of Stress Analysis Software in Oil and Gas Pipeline», IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci., vol. 558, p. 22006, 2020, doi: 10.1088/1755-1315/558/2/022006.
- [15] S. U. Bhawe y P. Sonawane, «Analysis of Pump Piping Based on Piping Configurations», IJRST-International J. Innov. Res. Sci. Technol., vol. 2, 2016.
- [16] The American Society of Mechanical Engineers, ASME B31.3-2020. New York, 2021.
- [17] M. U. Pawara et al., «Bilge System Design on 500 GT Ferry for Bulukumba-Selayar Route», en IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2021, vol. 921, n.o 1, doi: 10.1088/1755-1315/921/1/012010.
- [18] N. Jaćimović, «Uncertainties in expansion stress evaluation criteria in piping codes», Int. J. Press. Vessel. Pip., vol. 169, pp. 230-241, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2019.01.003>.
- [19] B. G. N. Muthanna, O. Bouledroua, M. Meriem-Benziane, M. R. Setvati, y M. B. Djukic, «Assessment of corroded API 5L X52 pipe elbow using a modified failure assessment diagram», Int. J. Press. Vessel. Pip., vol. 190, p. 104291, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2020.104291>.
- [20] A. W. Husodo, P. Mahardhika, V. V. A. Vadilla, S. P. J. T. P. Kapal, y P. P. N. Surabaya, «ANALISA FLEKSIBILITAS SISTEM PERPIPAAN PADA FATTY ACID PLANT AKIBAT PERGESERAN POSISI EVAPORATOR», J. Integr. |, vol. 112, n.o 2, pp. 2548-9828, 2019.
- [21] S.-Y. Hwang, M.-S. Kim, y J.-H. Lee, «Thermal Stress Analysis of Process Piping System Installed on LNG Vessel Subject to Hull Design Loads», J. Mar. Sci. Eng., vol. 8, n.o 11, 2020, doi: 10.3390/jmse8110926.
- [22] K. M., design-of-piping-systems-m-w-kellogg1956, vol. 2. 2019.
- [23] A. N. Standard, «Enterprise-Control System Integration Part 1 : Models and Terminology», n.o July. 2000.
- [24] S. Bisht y D. K. Dodeja, «Piping Stress Analysis of a Hypothetical Oil Refinery Plant Having Separate Suction & Discharge Lines», IJSRD-International J. Sci. Res. Dev., vol. 3, pp. 613-2321, 2015.
- [25] API, «API 610 , 11th». pp. 1-218, 2010.



Christian Cholca. - He was born in Quito, Ecuador, in 1991. He received his degree in Mechanical Engineering from Salesian Polytechnic University in 2016; Master's in Mechanical Engineering with mention in Mechanical, Hydraulic and Thermal Design from Salesian Polytechnic University in 2022. His field of research is related to Design, Simulation and Construction Projects in the Oil & Gas industry.



William Quitiaquez. - He was born in Quito, Ecuador, in 1988. He received his degree in Mechanical Engineering from Salesian Polytechnic University in 2011; Master in Energy Management from Universidad Técnica de Cotopaxi, in 2015; Master's in Engineering from Pontifical Bolivarian University, in 2019; Ph.D. in Engineering from Pontifical Bolivarian University, in 2022. His field of research is related to Renewable Energy Sources, Thermodynamics, Heat Transfer and Simulation.



Erika Pilataxi. - She was born in Quito, Ecuador, in 1995. She received her degree in Business Administration in 2018. She obtained her degree in Mechanical Engineering from Salesian Polytechnic University, in 2020. With experience in control and transport of hydrocarbons, she is currently working as a laboratorian at the Salesian Polytechnic University in the Mechanical Engineering career. Research fields related to Surface Quality Analysis, Materials Science, Strength of Materials.



Fernando Toapanta-Ramos. - He was born in Quito in 1986. He received his degree in Mechanical Engineering from Salesian Polytechnic University in 2012; Master in Energy Management from Universidad Técnica de Cotopaxi, in 2016; Ph.D. in Engineering from Pontifical Bolivarian University in 2022. His field of research is related to Fluid Mechanics, Thermodynamics and Simulation.